



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

REPOTENCIACIÓN COMO MEDIDA DE
REACTIVACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA.

León, Diciembre de 2016

Autor: Omar Fierro Álvarez
Tutor: Alberto González Martínez

El presente proyecto ha sido realizado por D./Dña. [Omar Fierro Álvarez](#), alumno/a de la [Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas](#) de la [Universidad de León](#) para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por D./Dña. [Alberto González Martínez](#), profesor/a del Grado en Ingeniería de la Energía.

Visto Bueno

Fdo.: D./Dña. [Omar Fierro Álvarez](#)
El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: D./Dña. [Alberto González Martínez](#)
El Tutor del Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

El presente estudio tiene como objetivo analizar el sector eólico en España, centrándose en la repotenciación de los parques eólicos que mejores características presentan y así determinar su viabilidad técnico-económica.

Tras realizar un previo análisis, tanto del mercado eléctrico Español como de la evolución que ha tenido la normativa referente al sector eólico, se procede a la selección de los parques.

Elegir estas localizaciones se debe a que se trata de regiones de España que cuentan con mayor recurso eólico. Debido a esto su explotación comenzó en los primeros años del sector eólico en el país. Por ello sus parques eólicos están siendo los primeros en quedarse obsoletos lo que hace necesaria su repotenciación.

Posteriormente, se realiza un análisis técnico utilizando la herramienta que nos ofrece el IDAE, para obtener una estimación de la producción energética de las posibles opciones de repotenciación.

Por último, se realiza un estudio económico para conocer la rentabilidad del estudio y determinar si es viable.

ABSTRACT

The aim of the present study is to analyze the wind sector in Spain, focusing on the repowering of the wind farms Which present better characteristics in order to determine their technical and economic viability.

After making a previous analysis about the Spanish electricity market and the evolution of the regulations concerning the wind power sector, the selection of the parks has been done.

Choosing these locations is just because of the fact that these are regions of Spain which have got the largest wind resource. In this way, its exploitation began in the first years of the wind sector in the country. That is the reason why its wind farms are being the first ones to become obsolete What means their necessary repowering.

Subsequently, a technical analysis is performed using the tool offered by the IDAE so that we could obtain an estimate of the energy production about the possible repowering options.

Finally, an economic study is performed to find out the profitability of the study and to determine if it is viable.

ÍNDICE

PARTE I: MERCADO ELÉCTRICO

1	Introducción	1
1.1	Sistema eléctrico de potencia	1
1.2	Tipos de sistema eléctrico	3
2	El mercado eléctrico antes de su liberalización en 1997	4
2.1	El sistema eléctrico basado en las tarifas reguladas: El Marco Legal Estable	4
3	El mercado eléctrico después de su liberalización en 1997	5
3.1	Mercado liberalizado	6
3.1.1	Precio de la electricidad	8
3.1.2	Precio final para cada hora	10
3.1.3	Mercado Diario	10
4	Componentes del precio de la electricidad	11
4.1	Tipos de costes	12
4.2	Costes derivados de los organismos necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico: REE, OMIE y CNE	12
4.2.1	Red Eléctrica de España (REE)	12
4.2.2	OMIE	13
4.2.3	Comisión Nacional de Energía (CNE)	13
4.3	Régimen Especial de producción de energía eléctrica (denominado RCR)	14
4.3.1	Integración de las energías renovables	15
5	Fijación del precio en el mercado de la electricidad	15
5.1.1	Agentes participantes en el mercado	15
5.1.2	Tipos de mercados	15
5.2	Mercado diario (D-1)	16
5.2.1	El precio al que ofertan los productores	16
5.2.2	Demanda de consumidores	19
5.2.3	La casación	19
5.2.4	Merit order effect	21
5.2.5	Ofertas según las tecnologías	22
5.2.6	Caso de parques eólicos y centrales nucleares.	23
5.2.7	Caso de las energías renovables	24

5.2.8	Evolución del precio de la energía	24
5.3	Mercados intradiarios	25
5.3.1	Diferencias con el mercado diario	26
5.4	Evolución de las tarifas del precio de la electricidad	27
5.4.1	Bono social	29
5.4.2	Subastas CESUR.....	30
5.5	Precio final.....	32
5.5.1	Mercado de producción: oferta/demanda.....	32
5.5.2	Componente final del precio	32

PARTE II: ENERGÍA EÓLICA: MERCADO ELÉCTRICO Y NORMATIVA

6	Contextualización.....	34
7	Importancia del sector eólico	35
7.1	Actividades empresariales incluidas en la cadena de valor de esta industria:	35
7.2	Reducir la dependencia energética de terceros países.	35
7.3	Disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes nocivos:	36
7.4	Influencia en la economía	37
7.5	Contribución directa del Sector Eólico al Producto Interior Bruto	37
7.6	Los precios del mercado eléctrico.....	39
7.7	Coste de la energía eólica	42
7.8	Disminución del precio de la electricidad	43
7.8.1	Relación primas/disminución del precio de la energía eléctrica.....	45
8	Procedimientos de operación.....	46
8.1	Introducción	46
8.2	Procedimientos de operación que recogen la normativa aplicable	46
9	Evolución de la normativa de la energía eólica	47
9.1	RD 2366/1994. (DEROGADO)	48
9.1.1	Cálculo de la retribución	49
9.2	Ley 54/1997 (VIGENTE con la revisión de diciembre 2013).....	49
9.3	RD 2019/1997 (DEROGADO por el RD 436/2004)	50
9.4	RD 2818/1998 (DEROGADO por el RD 436/2004)	50
9.4.1	Cálculo de la retribución	51
9.5	Directiva 2001/77/CE: energías renovables.....	51
9.6	RD 841/2002 (DEROGADO por el RD 436/2004)	52

9.6.1	Cálculo de la retribución	52
9.7	RD 436/2004 (DEROGADO por el RD 661/2007)	52
9.7.1	Cálculo de la retribución	53
9.8	RD 661/2007 (DEROGADO por el RD-Ley 9/2013)	53
9.8.1	Estructura.....	53
9.8.2	Artículos relevantes	54
9.8.3	Cálculo de la retribución	57
9.9	RD 1565/2010 (DEROGADO en 2014)	57
9.10	RD 1614/2010 (DEROGADO en 2014)	58
9.10.1	Cálculo de la retribución	58
9.11	RD 1699/2011 (VIGENTE con la revisión de octubre 2015)	59
9.12	Situación actual en España: La reforma energética	59
9.13	RD – Ley 1/2012 (VIGENTE sin ninguna revisión)	60
9.14	Ley 15/2012 (VIGENTE sin ninguna revisión)	60
9.14.1	Cálculo de la retribución	61
10	Normativa vigente de la energía eólica	61
10.1	RD – Ley 2/2013 (VIGENTE con la revisión de Diciembre de 2013)	61
10.2	RD-ley 9/2013 (VIGENTE con la revisión de Diciembre de 2013).....	61
10.3	Ley 24/2013 (VIGENTE con la revisión de Julio de 2015)	62
10.4	Real Decreto 413/2014. (VIGENTE con la revisión de Diciembre de 2015)	63
10.4.1	Cálculo de la retribución	63
10.5	Real Decreto 1074/2015.....	64
10.6	RD 947/2015 (SUBASTAS) (VIGENTE sin revisiones)	64
10.7	Orden IET/2212/2015.....	64
10.8	Conclusión	64
11	Situación actual del sector eólico	65
11.1	Producción de energía eléctrica	67
11.1.1	Datos máximos.....	69
11.2	Consecuencias del cambio regulatorio.....	70
11.2.1	Consecuencias en la cadena de valor del Sector Eólico	70
11.2.2	Consecuencias en el mercado	71
11.2.3	Consecuencias en la generación	71
11.3	Paralización del potencial eólico	72
11.3.1	Repercusión	73

11.4	El hándicap de la predictibilidad de la producción eólica	74
11.4.1	Gestión de los desvíos	78
12	Perspectivas de futuro	78
12.1	La energía eólica a nivel nacional	79
12.2	Solución a la situación actual del sector eólico	81
12.3	Perspectiva de futuro de la repotenciación	82
13	Red natura e impacto ambiental	83
13.1	Definición de Red Natura	83
13.2	Red Natura 2000: influencia en el sector eólico	84
13.2.1	Repotenciación	84
13.3	Proyectos que necesitan evaluación de impacto ambiental.....	85
13.4	Legislación Impacto ambiental	85
13.5	Impacto ambiental de una repotenciación eólica.....	86

PARTE III: REPOTENCIACIÓN EÓLICA

14	Preliminares	89
14.1	Motivaciones	89
14.1.1	Utilidad.....	90
14.2	Repotenciación	90
14.3	Repotenciación: ventajas / Inconvenientes	90
14.3.1	Ventajas	90
14.3.2	Inconvenientes.....	91
15	Metodología.....	92
15.1	Características de los parques a repotenciar	93
15.1.1	La potencia unitaria de los modelos:.....	93
15.1.2	La edad de construcción del parque.....	93
15.1.3	La curva de potencia de los modelo	94
15.1.4	El número de aerogeneradores	95
15.2	Selección de parques.....	96
15.2.1	Rendimiento de los aerogeneradores: curvas de potencia.....	96
16	Estudio Técnico	98
	Relación potencia tamaño en aerogeneradores	100
16.1	Malpica	101
16.1.1	Localización	101
16.1.2	Datos eólicos.....	101

16.1.3	Producción y horas equivalentes del parque inicial	102
16.1.4	Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.....	103
16.1.5	Casos de repotenciación	105
16.2	Zas.....	106
16.2.1	Localización	106
16.2.2	Datos eólicos	107
16.2.3	Producción y horas equivalentes del parque inicial	108
16.2.4	Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.....	109
16.3	Bustelo	111
16.3.1	Localización y datos eólicos	111
16.3.2	Producción y horas equivalentes del parque inicial	112
16.3.3	Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.....	113
16.4	Corme	115
16.5	La Muela II	115
16.6	Sierra del Madero I	115
16.6.1	Localización y datos eólicos	115
16.6.2	Producción y horas equivalentes del parque inicial	116
16.6.3	Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.....	117
16.7	Pebesa	119
16.7.1	Localización y datos eólicos	119
16.7.2	Producción y horas equivalentes del parque inicial	120
16.7.3	Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.....	121
16.8	Tahivilla.....	122
16.8.1	Localización y datos eólicos	122
16.8.2	Producción y horas equivalentes del parque inicial	123
16.8.3	Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.....	124
16.9	Enix	126
16.10	Llanos de Juan Grande.....	126
16.10.1	Localización y datos eólicos	126

16.10.2	Producción y horas equivalentes del parque inicial	127
16.10.3	Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.....	128
16.11	Finca de Mogán	130
16.12	Tarifa “El Cabrito”	130
16.12.1	Localización y datos eólicos	130
16.12.2	Producción y horas equivalentes del parque inicial	131
16.13	Masgalán-Campo Do Coco	133
16.13.1	Localización y datos eólicos	133
16.13.2	Producción y horas equivalentes del parque inicial	134
16.13.3	Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.....	135
16.14	Análisis global de los resultados.....	136
17	Plan económico financiero	138
17.1	Relación precio/potencia unitaria del aerogenerador	138
17.2	Coste total del proyecto por cada aerogenerador instalado	139
17.2.1	Parques repotenciados con VESTAS V100.....	140
17.2.2	Parques repotenciados con VESTAS V112	142
17.3	Gastos e ingresos de explotación del parque repotenciado.....	143
17.3.1	Ingresos brutos	143
	Parques repotenciados con V100:	144
	Parques repotenciados con V112:	144
17.3.2	Gastos de explotación.....	146
	Parques repotenciados con V100	147
	Parques repotenciados con V112	149
17.4	Flujos de caja	150
17.4.1	Parques repotenciados con VESTAS V100	150
17.4.2	Parques repotenciados con VESTAS V112	151
17.5	Van y TIR	152
17.5.1	Van	153
	Parques repotenciados con V100	153
	Parques repotenciados con V112	154
17.6	Análisis global de los resultados.....	155
18	Conclusiones	155

19	Bibliografía	157
20	Anexos.....	159
20.1	Anexo I: selección de parques nacionales.....	159
20.2	Anexo II: comparativa curvas de potencia	161
20.3	Anexo III: cálculos de los 3 modelos de aerogeneradores	163
	Malpica.....	164
	VESTAS V90 1800Kw	164
	VESTAS V100 1800kW.....	164
	VESTAS V112 3000kW.....	165
	Zas	165
	VESTAS V90 1800Kw	165
	VESTAS V100 1800kW.....	166
	VESTAS V112 3000kW.....	166
	Bustelo	167
	20.3.1 VESTAS V100 1800kW.....	167
	20.3.2 VESTAS V112 3000kW.....	167
	Sierra del Madero I	168
	VESTAS V90 1800Kw	168
	VESTAS V100 1800kW.....	168
	VESTAS V112 3000kW.....	169
	Pebesa.....	169
	VESTAS V90 1800Kw	169
	VESTAS V100 1800kW.....	170
	VESTAS V112 3000kW.....	170
	Tahivilla	171
	VESTAS V90 1800Kw	171
	VESTAS V100 1800kW.....	171
	VESTAS V112 3000kW.....	172
	Llanos de Juan Grande	172
	VESTAS V90 1800Kw	172
	VESTAS V100 1800kW.....	173
	VESTAS V112 3000kW.....	173
	VESTAS V80 de 2MW	174
	Masgalán Campo Do Coco	174

VESTAS V90 1800Kw	174
VESTAS V100 1800kW.....	175
VESTAS V112 3000kW.....	175

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.- Actividades del sistema eléctrico de potencia	3
Figura 2.1.-esquema mercado antes de la liberalización	5
Figura 3.1.-Zona natural de distribución	7
Figura 3.2.-Esquema mercado liberalizado	8
Figura 3.3.- Componente de mercado y componente regulada	9
Figura 4.1.- Componentes precio de la electricidad	11
Figura 4.2.- Leyenda figura 4.1	12
Figura 4.3.- Organización general del mercado.....	13
Figura 4.4.- precio medio del mercado para los productores que se decantaron por la opción mercado	14
Figura 5.1.- Oferta de venta de la unidad ESC6 para la hora H15 del 2 de junio de 2009	17
Figura 5.2.- Producción en España.....	18
Figura 5.3.- curvas agregadas obtenidas para el caso de la H15	19
Figura 5.4.- curvas modificadas para la H15	20
Figura 5.5.- curva de casación.....	21
Figura 5.6.- disminución del precio de casación del mercado.....	22
Figura 5.7.- Posición típica de los consumidores.....	22
Figura 5.8.- Posición típica de los generadores	23
Figura 5.9.- Evolución precio de la energía 2010.....	25
Figura 5.10.- Los 6 mercados intradiarios.....	25
Figura 5.11.- Mercados OMEL	26
Figura 5.12.- Mercados REE	26
Figura 5.13.- Resumen mercados	27
Figura 5.14.- Función de las subastas CESUR.....	30
Figura 5.15.- Formación de la tarifa de último recurso	30
Figura 5.16.- precio medio del mercado diario y el precio del contrato base de las subastas CESUR.....	31
Figura 5.17.- precio medio del mercado diario y el precio del contrato base de las subastas CESUR.....	32
Figura 5.18.- Formación de la componente de mercado	33

Figura 7.1.- sustitución de carbón, fuel/gas y gas natural por energía eólica.....	36
Figura 7.2.- importaciones evitadas de combustibles fósiles en toneladas equivalentes de petróleo	36
Figura 7.3.- emisiones de CO2 evitadas en el periodo 2006/2015	37
Figura 7.4.- Peso del Sector Eólico respecto al total de la economía española	37
Figura 7.5.- Contribución directa del Sector eólico al PIB en millones de euros constantes.....	38
Figura 7.6.- Comparativa de la contribución directa al PIB del Sector Eólico con la de otros sectores en términos corrientes (fuente AEE).....	38
Figura 7.7.- evolución de la contribución al PIB del Sector Eólico	39
Figura 7.8.- Correlación entre la producción eólica y el precio del mercado diario	39
Figura 7.9.- Producción eólica y el precio del mercado diario	40
Figura 7.10.- Bajos precios del mercado diarios frente a la alta producción hidráulica y eólica durante el primer periodo del año 2010	40
Figura 7.11.- Precios y producción hidráulica y eólica en Enero	41
Figura 7.12.- Precios y producción hidráulica y eólica en Febrero.....	41
Figura 7.13.- Precios y producción hidráulica y eólica en Marzo	42
Figura 7.14.- Precios y producción hidráulica y eólica en Abril	42
Figura 7.15.- cobertura de la demanda con eólica y precios del mercado eléctrico (2010-2016).....	44
Figura 7.16.- cobertura eólica de la demanda y precio horario del PVPC (12-9-2016)....	45
Figura 9.1.- Legislación del sector eléctrico nacional respecto a la energía eólica.	48
Figura 9.2.- Evolución del importe recibido por generadores eólicos. Fuente AEE	57
Figura 9.3.- efecto de las legislaciones en la evolución de la potencia eólica.....	60
Figura 10.1.- valores de los precios estimados del mercado y de los límites anuales para el primer subperiodo regulatorio	63
Figura 10.2.- Precio medio anual del pool en España	65
Figura 11.1.- Evolución historia de la potencia eólica	66
Figura 11.2.- .- Incentivos de la eólica VS beneficios económicos sociales y ambientales en 2015	66
Figura 11.2.- Cobertura de la demanda eólica	67
Figura 11.3.- Mix energético en el Sistema Peninsular durante el año 2015.....	67
Figura 11.4.- Evolución mensual de la generación eólica (2010-2015).....	68
Figura 11.5.- generación eólica y tasa de variación en 2015.....	68

Figura 11.6- Factor de capacidad promedio, mínimo y máximo (período 1998-2015) y promedio mensual de 2015.....	69
Figura 11.7.- consecuencias en la cadena de valor	71
Figura 11.8.- impacto de la eólica en el precio de mercado.....	71
Figura 11.9.- generación anual por tecnologías (1998-2015).....	72
Figura 11.10.- Estructura de generación neta en 2015 (en%)	72
Figura 11.11.- Potencia eólica instalada en España, acumulada e incremento anual (2010-2015).....	73
Figura 11.12.- evolución del empleo directo e indirecto del Sector Eólico en España	74
Figura 11.13.- Producción eólica el 28 de Agosto de 2009 según REE	74
Figura 11.14.- Producción eólica el 22 de Enero 2009 según REE.....	75
Figura 11.15.- Sustitución de la generación eólica por gas y energía hidráulica.....	76
Figura 11.16.- Relación previsión realidad	76
Figura 11.17.- modelo de predicción eólica	77
Figura 11.18.- Desvíos de generación y de demanda	77
Figura 12.1.- Evolución de la producción eléctrica bruta según fuentes energéticas.....	78
Figura 12.2.- % producción bruta estimada para el año 2020	79
Figura 12.3.- Potencia eólica instalada en España, acumulada e incremento anual (2010-2015).....	80
Figura 13.1.- Mapa de la red natura 2000 en España.....	84
Figura 13.2.- Imagen aérea de EEE. y el Parque Eólico de LANCES en el año 2004	87
Figura 13.3.- Imagen aérea de EEE. (repotenciado) y el Parque Eólico de LANCES (No repotenciado) en el año 2012.....	88
Figura 15.1.- Principales diferencias entre un aerogenerador de 100 kW, potencia unitaria normal hace 15 años y un aerogenerador de 2.000 kW	94
Figura 15.2.- El tamaño de los aerogeneradores ha ido en crecimiento en los últimos años.....	95
Figura 15.3.- curva de potencia típica de aerogeneradores de 300-600-3000 kW.....	97
Figura 15.4.- Áreas entre las curvas de los cuatro tipos de aerogeneradores	97
Figura 16.1.- Localización parque eólico Malpica.....	100
Figura 16.2.- Localización parque eólico Malpica	101
Figura 16.3.- Mapa eólico de la zona a 80 m de altura y rosa de los vientos.....	102
Figura 16.4.- Producción bruta y neta del aerogenerador de 225kW.....	103
Figura 16.5.- Producción neta anual de la turbina elegida: V100	104

Figura 16.6.- Localización parque eólico ZAS.....	106
Figura 16.7.- Mapa eólico de la zona a 80 m de altura.....	107
Figura 16.8.- Rosa de los vientos de la estación meteorológica.....	107
Figura 16.9.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial.....	108
Figura 16.10.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112	109
Figura 16.11.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112	112
Figura 16.12.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial	112
Figura 16.13.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112	113
Figura 16.14.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112	116
Figura 16.15.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial	117
Figura 16.16.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112	118
Figura 16.17.- recurso eólico	119
Figura 16.18.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial	120
Figura 16.19.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V110	121
Figura 16.20.- recurso eólico	123
Figura 16.21.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial	124
Figura 16.22.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112	125
Figura 16.23.- Recurso eólico.....	127
Figura 16.24.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial.....	127
Figura 16.25.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112	129
Figura 16.26.- Recurso eólico.....	131
Figura 16.27.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial	132
Figura 16.28.- recurso eólico	133
Figura 16.29.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial	134
Figura 16.30.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112	135
Figura 17.1.- Curva precio/potencia unitaria de aerogeneradores.....	139

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 9.1.-términos de potencia y energía	49
Tabla 9.2.- tarifas y primas correspondientes a las instalaciones eólicas en tierra (grupo b.2.1)	56
Tabla 9.3.- Tarifa y prima de los generadores eólicos	58
Tabla 16.1.- Resultados de los parques estudiados.....	137
Tabla 17.1.- Coste total por cada aerogenerador V100 instalado.....	141
Tabla 17.2.- Coste total del parque instalando 9 turbinas V100	141
Tabla 17.3.- Coste total del parque instalando 12 turbinas V100	142
Tabla 17.4.- Coste total por cada aerogenerador V112 instalado.....	142
Tabla 17.5.- Ingresos de un aerogenerador V100 durante 20-25 años	145
Tabla 17.6.- Ingresos de un aerogenerador V112 durante 20-25 años.....	146
Tabla 17.7.- Gastos de mantenimiento	147
Tabla 17.8.- Valores de ocupación de terrenos, plan medioambiental y seguro.....	147
Tabla 17.9.- Coste total y financiación por cada aerogenerador V100 y V112 instalado.....	147
Tabla 17.10.- Cálculo de los pagos por cada aerogenerador V100	148
Tabla 17.11.- desglose de los cálculos de la devolución del préstamo por cada aerogenerador V100.....	148
Tabla 17.12.- Cálculo de los pagos por cada aerogenerador V112	149
Tabla 17.13.- desglose de los cálculos de la devolución del préstamo por cada aerogenerador V112	150
Tabla 17.14.- beneficios y Flujos Netos de Caja por cada aerogenerador V100	151
Tabla 17.15.- beneficios y Flujos Netos de Caja por cada aerogenerador V112	152
Tabla 17.16.- Cálculo del VAN para cada aerogenerador V100.....	154
Tabla 17.17.- Cálculo del VAN para cada aerogenerador V112.....	154

PARTE I

Mercado eléctrico

1 Introducción

El mercado eléctrico se estableció como consecuencia de la liberalización del sector eléctrico en el año 1997 y es el conjunto de mercados (diarios, intradiarios etc.) donde se negocia la compra y venta de energía eléctrica con entrega en la red peninsular española. En términos económicos, el mercado eléctrico (potencia y energía) es una mercancía susceptible de ser comprado, vendido y comercializado. Los productos dentro de un mercado eléctrico en general, consisten en dos tipos: Potencia y Energía.

La potencia (MW): mide la producción neta de electricidad de un generador en un momento determinado.

La energía (MWh): es la electricidad que fluye a través de un punto medido durante un tiempo determinado. En mercados eléctricos se corresponde con la potencia consumida en un periodo de tiempo.

El Sector Eléctrico es el conjunto de empresas y organismos que hacen posible que podamos disponer de electricidad en todo momento. La columna son las Compañías Eléctricas que representan una parte muy importante de la industria española.

El diseño del mercado eléctrico debe tener en cuenta las siguientes características:

- La demanda de electricidad es estacional en el corto y largo plazo con altos grados de aleatoriedad, ya que el consumo no solo cambia a lo largo del día sino que también lo hace a lo largo de la semana y a lo largo del año.
- La electricidad no es almacenable en gran cantidad por lo que condiciona la planificación y gestión de los sistemas de energía eléctrica. Debido a esto, la capacidad instalada tiene que ser permanentemente superior a la mayor punta de demanda razonablemente probable (tener en cuenta fallos, mantenimientos, o la aleatoriedad y estacionalidad de los sistemas de generación como la hidráulica la eólica etc.)

1.1 Sistema eléctrico de potencia

El objetivo de un sistema eléctrico es el de cubrir las necesidades de energía eléctrica que presenta una sociedad, es decir, entregar energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica. Está formado por todos los participantes e infraestructuras involucrados, y se organiza en cuatro tipos de actividades:

1.- La Generación: la llevan a cabo los productores, encargados de generar electricidad. Cuentan con la ventaja de poder regular su nivel de generación para acoplarse al consumo, pero sus costes dependen en gran medida del precio del combustible empleado.

La energía nuclear actual (energía de fisión) produce residuos radiactivos de larga duración. Su nivel de generación eléctrica, en el caso de las centrales españolas, es constante, por lo que no facilita el acoplamiento entre generación y consumo.

Un segundo bloque de fuentes energéticas son las energías renovables, una de las más empleadas es la energía hidráulica de embalse, que es regulable contribuyendo al acoplamiento entre demanda y producción en cada momento. Hay que diferenciar la central hidroeléctrica de embalse de las centrales de bombeo, estas últimas son un tipo de central hidroeléctrica que tiene dos embalses, el agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo —embalse inferior—, es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al depósito situado en la cota más alta —embalse superior— (cuando el precio del kWh es más bajo), con el fin de turbinarla, posteriormente, para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico (cuando el precio del kWh es mayor). Otras energías renovables, son la energía eólica y la fotovoltaica. Se caracterizan por ser fuentes no regulables, ya que su disponibilidad depende de recursos naturales que pueden llegar a ser muy variables. Su coste actual es superior al de las energías tradicionales pero, estando en una fase inicial de desarrollo y considerando que su precio no depende del agotamiento de ningún recurso, es asumible que éste disminuirá a medida que aumente su implantación. Otra ventaja es que aumentan la independencia energética de un país, disminuyendo el gasto en importación de combustibles. Finalmente, no producen emisiones de gases contaminantes o de efecto invernadero durante su operación. Las centrales termo solares comparten las mencionadas ventajas, pero están en un estado incipiente con respecto a la eólica y la fotovoltaica. Además, pueden contar con un sistema de almacenamiento que permite la regulación de la producción. Las centrales térmicas de biomasa también permiten regulación en la generación. Por último, otras fuentes renovables son la mareomotriz, la energía de las olas y la geotérmica, cuya contribución a día de hoy es, en general, testimonial.

El tercer grupo estaría formado por el aprovechamiento adicional en otros procesos, como la cogeneración y el tratamiento de residuos.

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, las anteriores fuentes se dividen en dos grupos. Uno es el régimen ordinario, formado por las fuentes tradicionales. Otro es el régimen especial (actualmente no existe como tal, ahora se denominan instalaciones de generación RCR, renovables cogeneración y residuos), formado por pequeñas unidades de producción (de potencia menor a 50 MW) basadas en energías renovables y en cogeneración, las cuales se priman para fomentar su desarrollo y para retribuir una serie de ventajas implícitas a su uso. Sin embargo, desde la Ley 24/2013 del sector eléctrico (**detallada en el punto 9.3**) ya no hay esta diferenciación entre régimen ordinario y régimen especial, considerando a ambas fuentes de energía por igual.

Cabe destacar que la dependencia energética externa de España es mayor que la media de la Unión Europea. El grado de autoabastecimiento de energía primaria (relación entre producción interior y consumo total de energía) ha sido en 2013 del 29%, lo que supone que en España entre el 70% y el 80% de la energía primaria consumida es importada del exterior. Este déficit energético supone un déficit comercial (en 2003 supusieron 18.190 millones de euros, en forma de crudo y de gas natural).

2.- El Transporte: Llevado a cabo por REE (Red Eléctrica de España), conecta los centros de generación con los grandes núcleos de demanda. Es el elemento facilitador del mercado mayorista. Ha permitido el planteamiento de mercados eléctricos de dimensión regional e internacional.

3.-Distribución: la electricidad se lleva en líneas de Media y Baja Tensión al consumidor

4.- Consumo: los usuarios que utilizan dicha electricidad.

Es importante que haya una alta coordinación entre ellas, ya que la cantidad de electricidad que se genera y la que se consume debe ser exactamente igual en cada instante.

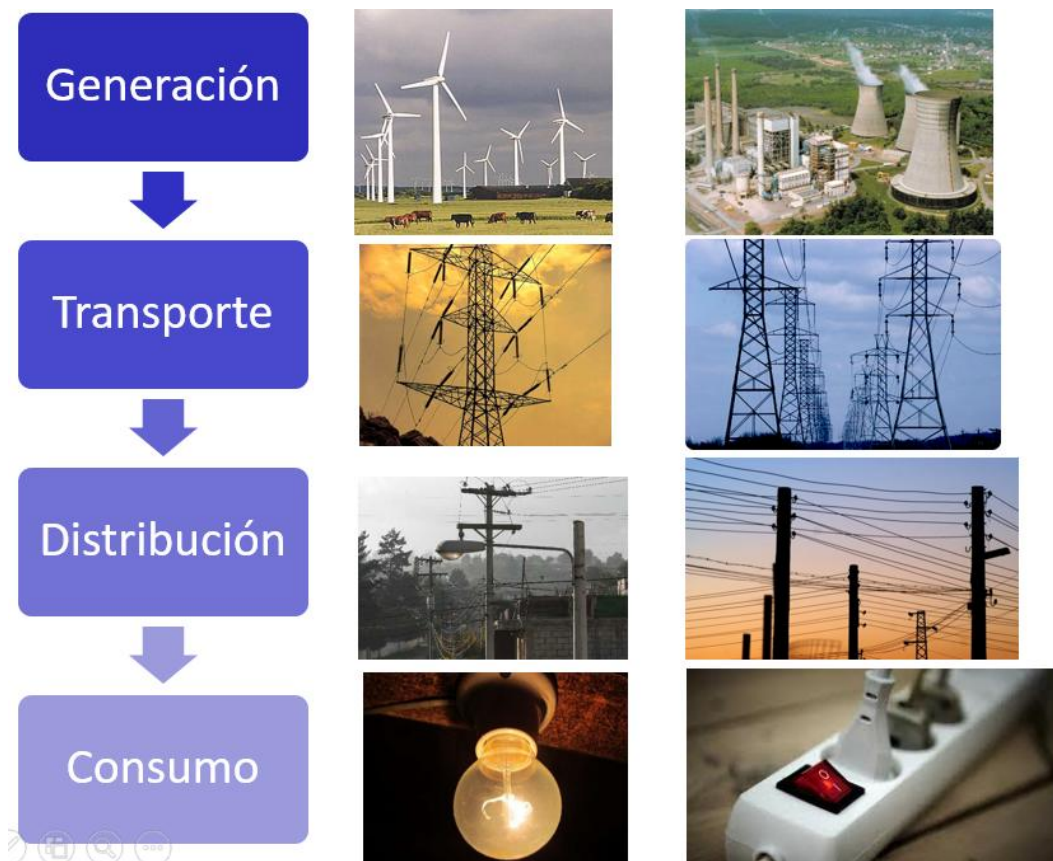


Figura 1.1.- Actividades del sistema eléctrico de potencia

1.2 Tipos de sistema eléctrico

La manera en la que se planifica, regula y legisla cada una de las cuatro actividades anteriores configura el tipo de sistema eléctrico que dicho país posee. Hay dos filosofías:

- **tarifas reguladas:** ha sido la tradicionalmente empleada, y en el caso de España se desarrolló con el nombre del Marco Legal Estable.

- **libre mercado:** en la última década se ha presenciado progresivamente la creación de los mercados eléctricos, caracterizados por la liberalización de los segmentos generación-consumo, y que en nuestra península ha conllevado la creación del Mercado Ibérico de la electricidad.

2 El mercado eléctrico antes de su liberalización en 1997

La historia de la electricidad en España puede remontarse al menos, finales de la Edad Media y la Era de los Descubrimientos. En 1881 se fundó la Sociedad Española de Electricidad en Barcelona, primera empresa que producía y distribuía fluido eléctrico a otros consumidores. La primera red de alumbrado público urbano se inauguró en Gerona en 1886.

La autarquía del primer franquismo impulsó la concentración y nacionalización parcial del sistema de generación y distribución eléctrica, lo que produjo un oligopolio de empresas, que se reordenó con las privatizaciones y fusiones propias de la economía española posterior a la incorporación a la Unión Europea (1986).

2.1 El sistema eléctrico basado en las tarifas reguladas: El Marco Legal Estable

Se conoce como Marco Legal Estable (MLE) el conjunto de normas y leyes que regularon el sector eléctrico español desde 1988 hasta 1997. Esta regulación estaba basada en que el sector eléctrico es un elemento estratégico para el desarrollo nacional y en que la electricidad debe ser considerada un bien básico, a cuyo acceso tienen derecho todos los ciudadanos. Por lo tanto, se trataba de un marco regulado por el Estado, que asumía la responsabilidad de organizar y planificar el sector.

El MLE se crea con el objetivo de proporcionar un marco estable para todos los agentes del sector. Dicha estabilidad se materializa en garantizar a las empresas eléctricas unos beneficios aceptables y la recuperación de sus inversiones a largo plazo, así como en establecer de forma transparente tarifas a los consumidores en condiciones de mínimo coste.

Situación de cada uno de los agentes dentro del MLE:

1.- Generación: se usaba el concepto “Coste Estándar”, por el cual, anualmente, el Ministerio de Industria y Energía reconocía a las empresas eléctricas el coste de generación asociado a cada tipo de fuente. El Estado se reservaba el derecho de fomentar más una tecnología que otra para configurar el mix de generación mediante las revisiones de los costes estándar.

2.- Transporte: El principal cambio que introdujo el MLE fue la nacionalización de la red de transporte de alta tensión. Antes del MLE, la península se encontraba fragmentada en regiones pobremente conectadas donde las diferentes empresas eléctricas habían creado su propia red orientada al autoabastecimiento. Con la nacionalización se inicia una filosofía de explotación conjunta del sistema eléctrico en todo el país. El transporte se convierte, pues, en un monopolio natural. Con este objetivo se crea Red Eléctrica de España (REE).

3.- Distribución: Las redes de distribución siguieron perteneciendo a las empresas eléctricas, a las que se les pagaba un coste reconocido por ese servicio.

4.- Consumo: El MLE determinaba el precio que los consumidores tenían que pagar la electricidad mediante el concepto de **Tarifa Integral**: que consistía en dividir los costes totales previstos del sistema eléctrico por la demanda estimada para ese año.

A continuación se muestra la relación entre los principales actores. Las flechas negras indican flujos de electricidad, las rojas y verdes indican flujos monetarios.

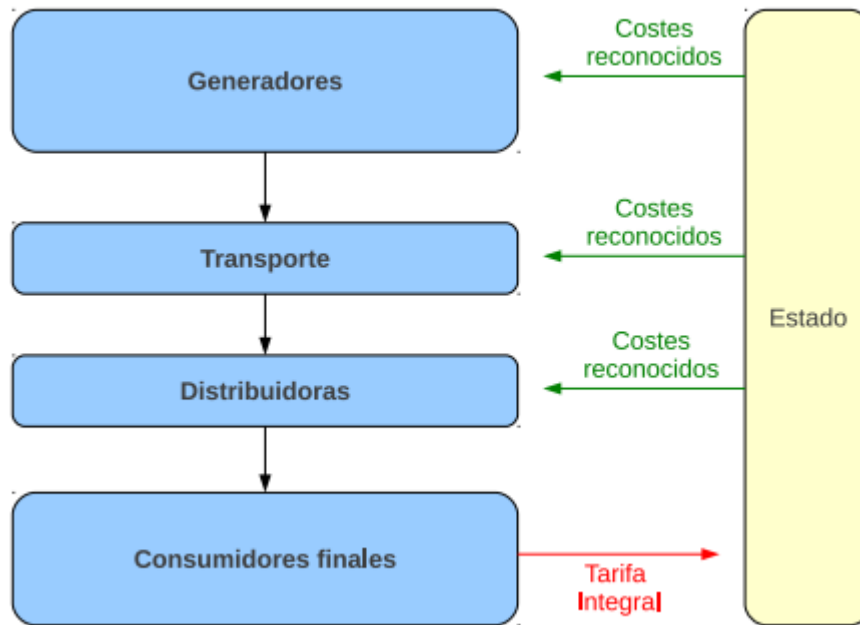


Figura 2.1.-esquema mercado antes de la liberalización

Durante el MLE se produjo el despegue (en cuanto a energía producida) del Régimen Especial, que pasa de cubrir el 1 % de la demanda en 1988 al 10 % en 1997. Sin embargo se temió que este progresivo incremento de energía conllevara un incremento excesivo de la **Tarifa Integral**. En 1994 se establece un nuevo marco retributivo para reducir el coste de adquisición del Régimen Especial. La tarifa eléctrica creció en todo el periodo del MLE a un ritmo del 2,8 % anual, mientras que la inflación se situaba en el 4,8 %. El coste real de la tarifa eléctrica descendía a un ritmo del 2 % anual.

Hasta el año 1997 el sistema eléctrico español estaba estructurado como un sistema regulado en el que el Gobierno establecía el precio de la electricidad, que remuneraba la totalidad de los costes incurridos (principalmente, generación, transporte y distribución de la electricidad) a un conjunto de compañías eléctricas privadas. La principal excepción era Endesa, compañía pública fundada para la generación con carbón nacional.

3 El mercado eléctrico después de su liberalización en 1997

Desde la publicación por parte de la Comisión Europea de la **Directiva 96/92/CE** sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, se asiste a un proceso liberalizador con continuos cambios en el sector eléctrico europeo

En 1997 se liberalizaba el sector mediante la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (como transposición de la Directiva 96/92/CE de 19 de diciembre de 1996) y la creación del mercado eléctrico español. **La Ley del Sector Eléctrico vigente es la Ley 24/2013, explicada en la PARTE II: la energía eólica en el mercado eléctrico, que derogó a la indicada Ley 54/1997.**

Desde el año 1997 y hasta 2009 se va dando una liberalización progresiva del mercado eléctrico hasta lo que hoy en día es conocido como el Mercado Ibérico de la electricidad, con este cambio lo que se pretendía era que decisiones que con el antiguo marco

correspondían al Estado pasaran a ser gestionadas por mecanismos de libre mercado. Fundamentalmente continúa la regulación del Estado en el transporte y mantenimiento de las redes y se liberaliza la generación y la comercialización. Por lo tanto en la generación una empresa puede decidir a su cuenta y riesgo instalar una central que después será retribuida por mecanismos de mercado y en la comercialización los consumidores elegirán una comercializadora en el llamado **mercado minorista** y estas comercializadoras a su vez comprarán electricidad a los generadores en el **mercado mayorista**. La mayor diferencia ahora radica en que el coste del kWh engloba dos componentes que se obtienen por separado la componente de mercado y la componente regulada que se explican a continuación en detalle.

Ese mercado mayorista en el que se subasta la electricidad se divide a su vez en mercados más pequeños gestionados por OMIE (operador del mercado) y REE (operador del sistema). OMIE es el Operador del mercado eléctrico. En sus subastas se decide el grueso de la energía vendida para cada hora del día. Estos mercados son el mercado diario o spot y los 6 mercados intradiarios. En el caso de REE, como operador del sistema tiene que garantizar la continuidad y seguridad del suministro. Gestiona los mercados de operación, que son los de restricciones técnicas, servicios complementarios y los desvíos.

3.1 Mercado liberalizado

El sector eléctrico español ha sufrido una profunda transformación desde el año 1998. Hasta entonces, la actividad del sector estaba concentrada en empresas caracterizadas por una importante estructura vertical, y que ejercían el monopolio en las distintas regiones españolas.

La aprobación de la **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema. Esta ley elimina la noción de suministro eléctrico como servicio público e introduce mecanismos de libre mercado para gestionar las decisiones que con el antiguo marco correspondían al Estado.

La idea básica es diferenciar un terreno donde se mantiene la regulación estatal (el transporte y la distribución) y otro cuya gestión se transfiere a mecanismos de mercado (generación y comercialización). Dicha ley sufrió posteriormente diversas modificaciones en virtud de la Ley 53/2002 de 30 de diciembre, de la Ley 24/2005 de 18 de noviembre y de la Ley 17/2007 de 4 de julio.

1.- Generación: Se liberaliza la instalación de capacidad. Esto implica que una empresa decide qué tipo de tecnología y en qué cantidad instala para generar electricidad. La retribución asociada a la actividad de generar deja de estar regulada y pasa a definirse por mecanismos de mercado.

2.-Transporte 3.-Distribución: Siguen siendo actividades reguladas. Se consolida el papel de REE como único transportista y operador del sistema. La distribución la siguen realizando las mismas empresas distribuidoras, que se desvinculan de la comercialización. Su reparto geográfico puede verse en la siguiente figura.



Figura 3.1.-Zona natural de distribución

4.-Consumo: Se liberalizan los precios y se crea la figura de la comercializadora de electricidad. La adquisición de energía se lleva a cabo en dos mercados:

El mercado minorista: donde los consumidores domésticos y pequeñas empresas firman un contrato libre con una de las comercializadoras.

El mercado mayorista: donde las comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la electricidad a los generadores.

Las comercializadoras realizan un papel de “intermediario administrativo” entre el lado generación y el pequeño consumidor, haciendo las veces de comprador en el mercado mayorista y de vendedor en el mercado minorista.

La siguiente figura muestra el esquema del nuevo marco liberalizado. Las flechas azules indican flujos de electricidad, las rojas y verdes indican flujos monetarios.

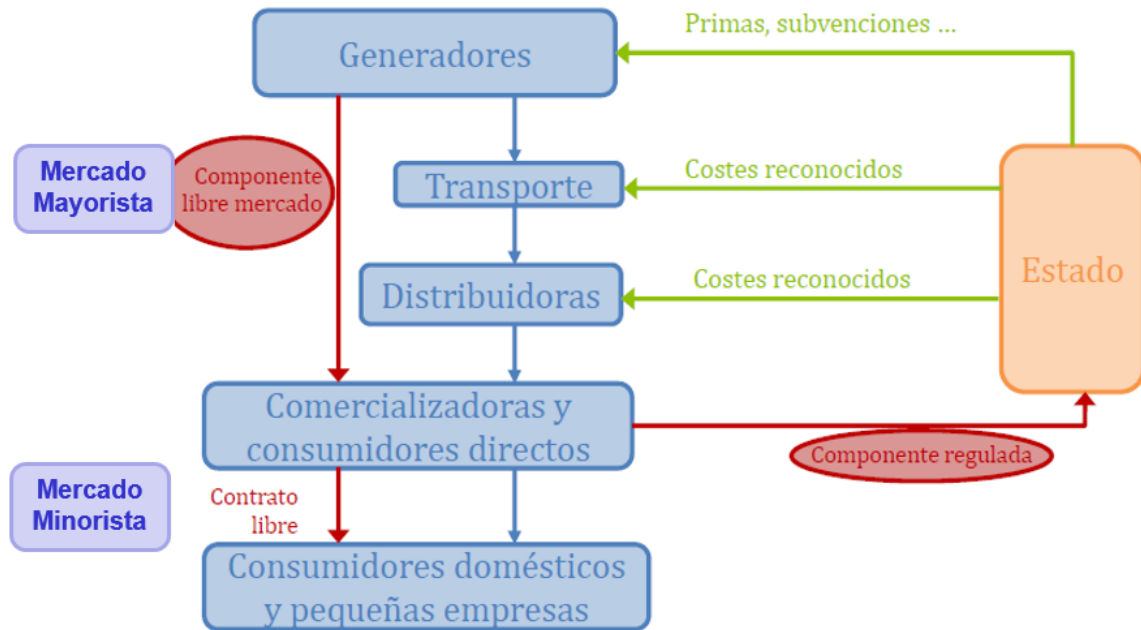


Figura 3.2.-Esquema mercado liberalizado

Este esquema comparte con el anterior Marco Legal Estable la idea de que son los consumidores finales los que cubren los costes de todo el sistema eléctrico con el pago de sus facturas.

La diferencia radica en que el coste del kilovatio-hora engloba dos componentes: la componente regulada y la componente de mercado.

3.1.1 Precio de la electricidad

- **La componente regulada:** Orientada a cubrir los costes del sistema (transporte y distribución), así como sufragar otros incentivos aun competencia del Estado (incentivos a la disponibilidad, primas al régimen especial, incentivos al carbón autóctono etc). Se fija desde la Administración y está orientada a cubrir, por un lado, actividades reguladas como el transporte (REE) y la distribución y, por otro, subvenciones a ciertas actividades que por motivos de política energética se consideran de interés general. Entre estas actividades se encuentran, entre otras, el sobrecoste de la generación extrapeninsular, la prima al consumo de carbón nacional, la moratoria nuclear y las primas a las energías renovables. Afortunadamente en el año 2015 dejamos de pagar la moratoria nuclear, que nació en 1991, cuando el gobierno en ese momento decide detener la construcción de 5 centrales nucleares, lo cual provoca que se debía compensar a las empresas que ya habían realizado la inversión, con la consiguiente indemnización. Es interesante destacar lo concerniente a las primas a las renovables. El llamado régimen especial (actualmente no existe como tal, se denominan instalaciones de generación RCR) se creó durante el Marco Legal Estable con la intención de incentivar aquellas tecnologías de generación eléctrica que favoreciesen la consecución de objetivos de interés general, tales como la independencia energética, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el desarrollo de un tejido industrial nacional en el sector de la energía. Este régimen engloba tanto las energías renovables como la cogeneración y el aprovechamiento de residuos. Con la liberalización, la retribución al régimen especial (actualmente instalaciones de generación RCR) se ha incorporado a los costes regulados, y ha sido estipulada para cada

tecnología mediante diferentes Reales Decretos, hasta la reciente supresión para todas ellas con el **R.D- Ley 1/2012**.

- **La componente de mercado:** Obtenida por mecanismos de libre competencia en el mercado mayorista al cual acuden las comercializadoras y los consumidores directos (por ejemplo las grandes industrias). Refleja los acuerdos alcanzados en precio y cantidades de energía intercambiados entre productores y consumidores. Estos acuerdos se fijan en régimen de libre competencia mediante una serie de mercados, a saber, el mercado diario, seis mercados intradiarios y diversos mercados de operación.

Cada una de estas componentes es responsable, aproximadamente, de la mitad del precio final del precio de la electricidad.

La siguiente figura muestra la evolución de estas dos. Se observa que el coste de nuestra factura de la luz se divide en dos mitades que son prácticamente iguales.

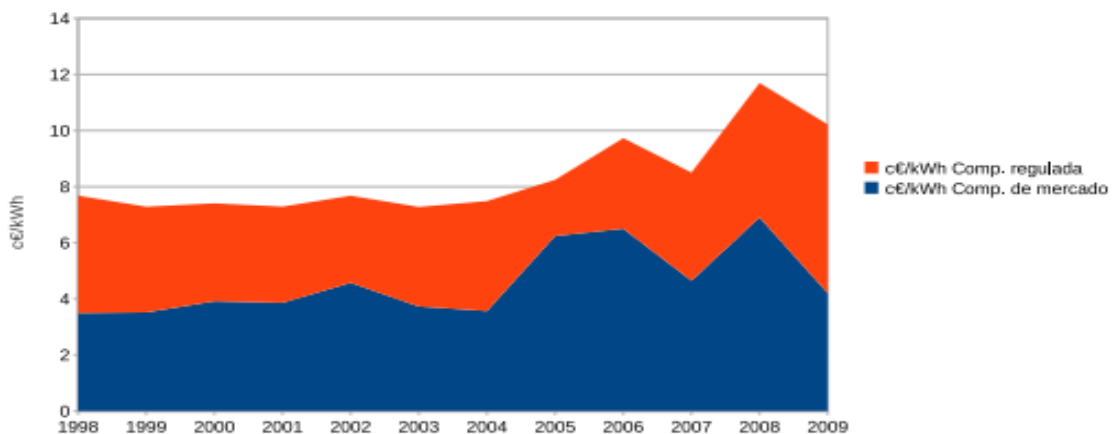


Figura 3.3.- Componente de mercado y componente regulada

Además, la mayor parte de los pequeños consumidores estaban acogidos a la **Tarifa de Último Recurso** que es una tarifa del suministro eléctrico fijada por el Gobierno de España sobre el precio de la electricidad. La TUR debía ser ofrecida por las compañías comercializadoras de último recurso (**CUR**), que deben ser distintas de la compañía distribuidora que cubra esa zona. La TUR reemplazó (en 2009) a la **Tarifa Integral** debido al proceso de liberalización de la energía y fue sustituida (en 2014) por el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor**: mecanismo de fijación de precios establecido por la Administración desde 2014, por tanto el precio de la electricidad se calcula para cada día y hora en función del mercado diario de energía. De acuerdo con el PVPC se estableció el **bono social** que es un mecanismo regulado por el Gobierno que busca proteger a consumidores vulnerables (económicamente). Dicho mecanismo consiste en la aplicación de un 25% de descuento sobre el total de la factura de los clientes acogidos al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (explicado de forma extensa en el punto 5.3). El Tribunal Supremo ha tirado abajo el llamado bono social al entender que va en contra de las normas comunitarias para el mercado interior de la electricidad.

3.1.2 Precio final para cada hora

Imaginemos por ejemplo que mañana es el día D. Hoy a las 10 de la mañana se realizaría una primera subasta, la del mercado diario en la que los generadores y los consumidores acuerdan para cada hora de mañana cuanta energía van a intercambiar y a qué precio. En esta subasta, la más importante, se alcanza el precio de referencia. Después, REE chequea el programa resultante del mercado diario y en caso de que no sea técnicamente factible (por falta de capacidad en determinadas líneas, por ejemplo, debida a un exceso o déficit de generación en una zona geográfica), introduce modificaciones. Estas modificaciones las hace de acuerdo a las ofertas a subir y bajar energía que le han enviado los generadores. A su vez REE también gestionará los Mercado de Servicios Complementarios: que tiene como objetivo que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento y que puedan resolverse desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real, manteniendo la frecuencia y potencia de la red en todo momento.

Existen tres servicios complementarios:

El **primario** responde a desequilibrios pequeños y es obligatorio para todos los generadores por lo que no existe un mercado para gestionarlo.

El **secundario** permite al operador del sistema disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible para resolver desequilibrios significativos entre generación y demanda.

El **terciario** tiene por objetivo que, en caso de que se haga uso de la banda secundaria pueda restituirse la reserva de banda. Se celebraría a última hora del día de hoy.

La reserva se activa de forma manual, modificando la potencia de las centrales que hubieran ofertado al menor precio, en el caso de energía a generar, o al mayor precio de recompra en el caso de tener que consumir energía.

En estos mercados de reserva juegan un papel importante las centrales gestionables. De forma que si es necesaria mayor potencia de generación una central de ciclo combinado puede aumentar su potencia rápidamente y si es necesario mayor consumo para equilibrar la red, las bombas de una gran central hidroeléctrica pueden comenzar a bombear agua.

Los Mercados Intradiarios: Permiten a los agentes que han participado en el mercado diario gestionar posiciones anteriores, convirtiéndose en un mecanismo eficaz para solventar incidencias, y modificaciones en las previsiones tanto de oferta como de demanda. Se realizarían 6 sesiones que se distribuirían a lo largo del día de hoy y mañana. En cada una de ellas se pueden ir ajustando la oferta y demanda de todas las horas que quedan por suministrar del día.

Finalmente, los **Desvíos** son para resolver desequilibrios entre la oferta y la demanda que puedan identificarse unas pocas horas antes del despacho, tras la celebración de cada mercado intradiario. Consiste en pedir ofertas a los generadores en el sentido opuesto a los desvíos previstos en el sistema.

3.1.3 Mercado Diario

En cuanto al **Mercado Diario**, tiene lugar a las 10 de la mañana del día anterior en el que se producirá y consumirá la energía acordada entre los generadores y los consumidores. Para llegar a ese acuerdo se realiza una subasta para cada una de las horas del día siguiente en las que se casa la oferta y la demanda de electricidad.

En las curvas de generación, cada una de las unidades productoras oferta una cantidad de electricidad que puede y está dispuesta a generar al precio mínimo que fija en su oferta. Dependiendo de sus costes de oportunidad cada central ofertará a un precio diferente.

Por otro lado, para la compra de esa electricidad se realizan ofertas de compra, principalmente por las comercializadoras, que tienen una demanda de electricidad que abastecer. Éstos lo harán a un precio alto para asegurar que cubrirán la demanda. De hecho lo harán al precio máximo permitido por el regulador que es de 18 céntimos por kWh. Después, las centrales de bombeo o algunas industrias programables estarán dispuestos a comprar por debajo de un precio, ya que pueden asumir el hecho de no comprar si el precio final no les satisface.

De esta forma, la demanda se va cubriendo hasta que se alcanza el precio por encima del cual no hay más compradores dispuestos a pagar. Este es el llamado precio de casación. Es importante indicar que, si bien las unidades productoras ofertan a un precio menor que el precio de casación y las ofertas de compra se han realizado a un precio mayor, toda la energía que se ha vendido para esa hora se retribuye al mismo precio obtenido por el cruce de las curvas de oferta y demanda. Es lo que se denomina como mercado marginalista.

4 Componentes del precio de la electricidad

Están formador por todos los costes necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico además de la propia generación de electricidad. En la siguiente figura se muestra la evolución temporal de los costes recogidos en la componente regulada de la tarifa eléctrica.

Se aprecia que los conceptos que suponen un mayor porcentaje del total son los costes de transporte y comercialización y distribución junto con la adquisición del régimen especial.

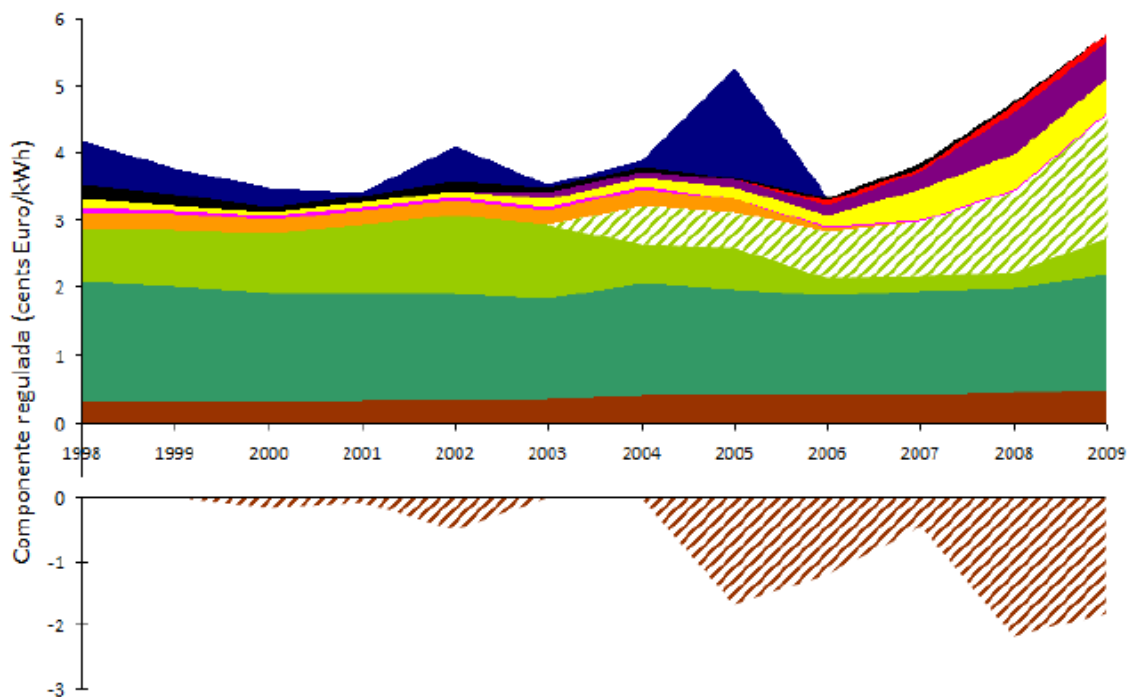


Figura 4.1.- Componentes precio de la electricidad

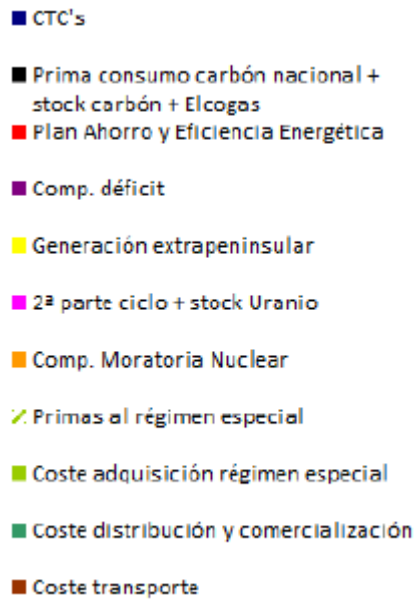


Figura 4.2.- Leyenda figura 4.1

Para los años de los que se disponía de información (a partir de 2004) la componente de adquisición de régimen especial se ha dividido en dos partes: prima al régimen especial y adquisición del régimen especial.

4.1 Tipos de costes

- Coste de energía: el comercializador paga al generador mediante un sistema libre de generación de precios
- Coste de utilización de las redes: el comercializador paga al distribuidor mediante unos costes fijados por el Estado. Dentro de estos costes se incluyen los peajes (o tarifas de acceso) que corresponden al uso que hacen los generadores y consumidores de las redes del distribuidor. Este coste es fijado por el Gobierno y es único para todo el territorio nacional.

4.2 Costes derivados de los organismos necesarios para el funcionamiento del sistema eléctrico: REE, OMIE y CNE

Cabe destacar que tanto OMIE (operador del mercado) y REE (operador del sistema) existen en todos los mercados liberalizados, no son exclusivos del mercado español.

4.2.1 Red Eléctrica de España (REE)

Es un grupo empresarial español cuya misión es asegurar el correcto funcionamiento del sistema de suministro eléctrico.

- Es el responsable de la gestión económica del sistema en lo referente al resto de mercados y responsable de la gestión técnica del sistema para garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte.
- Prevé y controla el nivel de garantía y abastecimiento de electricidad.
- Programa el funcionamiento de las instalaciones de producción a partir del resultado de la casación por el OMIE

- Determina la capacidad de las interconexiones internacionales
- Coordina y modifica los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, viables con los de las instalaciones de producción garantizando la seguridad del sistema.
- Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte
- Recibir la declaración de los contratos bilaterales físicos

4.2.2 OMIE

Es el Operador del Mercado Ibérico de Energía siendo responsable de la gestión económica del sistema en lo referente a los mercados diarios e intradiarios, de las subastas CESUR y de la realización de las liquidaciones y pagos y cobros.

Sobre el funcionamiento de los mercados:

- Casación de las ofertas de venta y adquisición
- Determinación de los precios finales
- Liquidación y comunicación de pagos y cobros
- Gestión de los sistemas eléctricos
- Información a los agentes de mercado sobre las operaciones casadas
- Información pública sobre la evolución del mercado

4.2.3 Comisión Nacional de Energía (CNE)

Vela por la competencia efectiva de los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento.

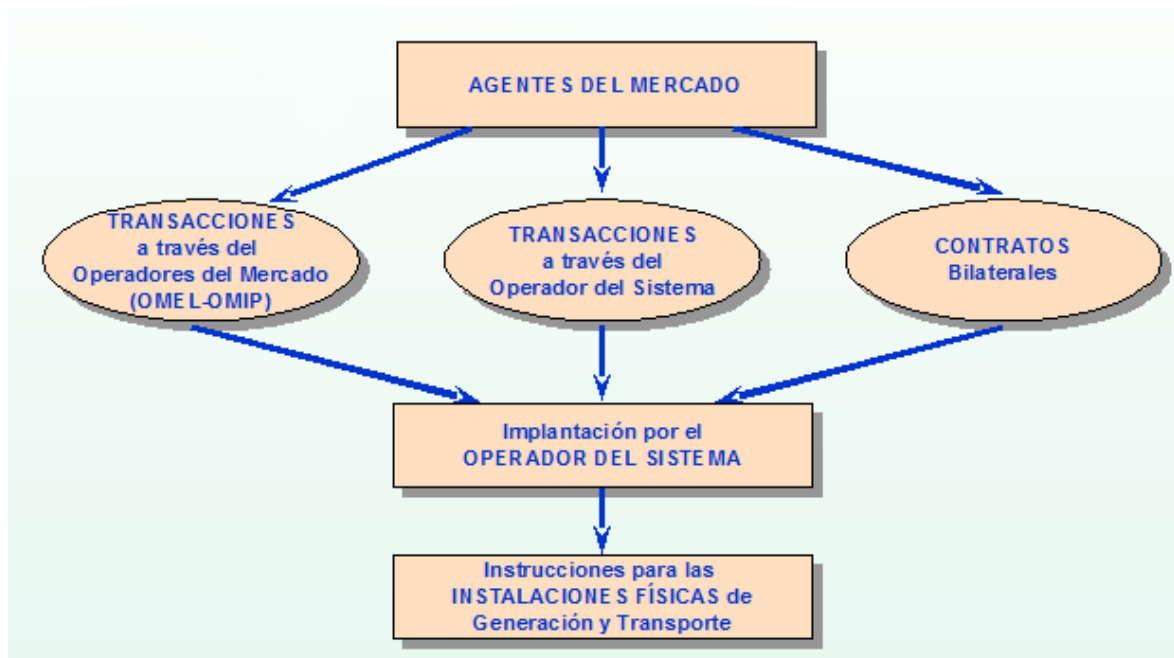


Figura 4.3.- Organización general del mercado

4.3 Régimen Especial de producción de energía eléctrica (denominado RCR)

Actualmente dicho régimen especial es denominado como instalaciones de generación RCR (renovables, cogeneración, residuos). Las demás instalaciones se denominan de generación No RCR. Esta nueva clasificación la hace REE.

Se definen como régimen especial todos aquellos generadores con potencia inferior a 50 MW que utilicen como energía primaria renovables o residuos, y aquellos otros como la cogeneración que implican un tecnología de alta eficiencia y un ahorro energético notable.

Tiene ventajas como el menor impacto sobre el entorno, el aumento de la soberanía energética del país o la disminución de las importaciones de combustible. Pero se trata de tecnologías en fase de desarrollo, por lo tanto tienen unos costes superiores a otras tecnologías más contaminantes pero mucho más maduras. Es por ello que se establecen unas ayudas económicas para favorecer la incorporación de estos generadores de régimen especial al sistema eléctrico. Ahora bien, cuando participan en el mercado eléctrico liberalizado los productores de régimen especial tienen dos opciones.

1.-Verter su producción de electricidad a la red y percibir por ello una tarifa fija para cada kilovatio-hora que produzcan.

2.- Vender su electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso el productor de régimen especial recibirá el precio por kilovatio-hora que se fije en el mercado más una prima establecida en céntimos de euro por kilovatio-hora. Hay algunas tecnologías, como la eólica, que ya se decantan mayoritariamente por esta opción. Por ejemplo, durante el año 2009, el 94 % de la energía eólica producida se vendió a través del mercado de producción de electricidad.

La siguiente figura muestra la evolución del precio medio del mercado para los productores que se decantaron por la opción mercado, de manera que la distancia entre la curva negra y las barras muestra para cada año la ayuda en forma de prima (o de diferencia entre tarifa fija y precio de mercado). La energía solar fotovoltaica ha recibido unas ayudas significativamente superiores a las demás.

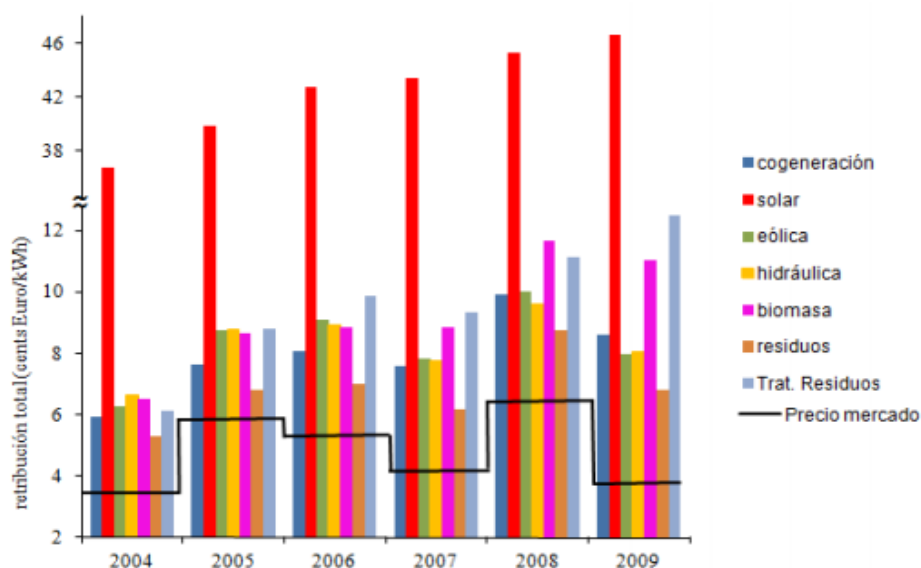


Figura 4.4.- precio medio del mercado para los productores que se decantaron por la opción mercado

4.3.1 Integración de las energías renovables

Dicha integración en el mercado liberalizado tiene dos efectos:

- El sobrecoste que conlleva la prima recibida vía componente regulada. Esta prima se concede para facilitar el desarrollo de una tecnología en principio más cara (por estar en fases incipientes de desarrollo) pero también para poner en valor las ventajas medioambientales, sociales y estratégicas que conlleva su aprovechamiento.
- El **descenso del precio de casación del mercado diario**. Este efecto se produce al incluir ofertas al mercado diario de tecnologías cuyo coste de oportunidad es nulo (la fotovoltaica y la eólica, por ejemplo). Este efecto es conocido como merit order effect.

5 Fijación del precio en el mercado de la electricidad

5.1.1 Agentes participantes en el mercado

Los agentes del mercado son toda persona física o jurídica que intervenga en las transacciones económicas que tengan lugar en el mercado de producción de energía eléctrica, comprando o vendiendo electricidad. Son agentes de mercado: productores de energía eléctrica, auto productores y productores en régimen especial, agentes externos que entregan o toman energía de sistemas exteriores, distribuidores de energía eléctrica, comercializadores, consumidores cualificados, si ejercen su derecho de adquirir la electricidad en el mercado.

Los agentes de mercado son conocidos como unidades de mercado, y se distingue entre **productores y consumidores** cualificados. Una unidad de producción generalmente hace referencia a una unidad física tal como una turbina de gas, de manera que una central de carbón con tres turbinas acude a los mercados como tres unidades de mercado independientes a la hora de realizar ofertas. Solo en casos especiales de instalaciones de pequeña potencia se permite que una unidad englobe a varias unidades físicas (como por ejemplo, un parque eólico).

Un consumidor cualificado es una comercializadora o un gran consumidor. Las comercializadoras posteriormente formalizan contratos con pequeños consumidores para revenderles adquiriendo beneficios. De esta manera se genera un **mercado minorista** en el que los consumidores finales eligen la comercializadora que les ofrezca contratos más ventajosos, lo que proporcionaría mayores cuotas de mercado a aquellas comercializadoras que más ajusten su margen de beneficios. A continuación me centraré en los **mercados mayoristas**, ya que son los propios del llamado Mercado Eléctrico.

5.1.2 Tipos de mercados

- **Mercados no organizados**: son contratos bilaterales que acuerdan un productor y un consumidor de motu proprio para un periodo de tiempo determinado.
- **Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL)**: donde acuden agentes de mercado españolas y portuguesas.
 - **Mercado a plazos o mercado de futuros**, que organiza el polo portugués (OMIP), donde se subastan contratos estables a largo plazo.
 - **Mercados de producción diarios e intradiarios** (mercado spot), que organiza el polo español (OMEL). Son mercados horarios donde se deciden precios y cantidades para todas y cada una de las horas de año.

Otra serie de mercados que gestiona REE orientados a organizar los ajustes de última hora para asegurar el mencionado equilibrio instantáneo entre generación y consumo: mercados de servicios complementarios, solución de restricciones técnicas, gestión de desvíos, etc.

En la península ibérica, la mayor parte de la electricidad se gestiona en el mercado spot (mercados diario e intradiarios), donde un elevado número de participantes acuden para realizar sus ofertas y concretar el precio de la electricidad para cada hora.

5.2 Mercado diario (D-1)

El objetivo del mercado diario es el de definir el precio y las cantidades de energía que los productores van a verter a la red eléctrica y los consumidores van a absorber de ella durante una determinada hora. Este mercado se realiza todos los días, de manera que en torno a las 14h del día D-1 se fija un precio de la electricidad para cada una de las 24 horas del día D, así como qué productor va a producir y cuanto en cada una de esas horas.

El proceso es el siguiente: antes de las 10 horas de la mañana, todos los agentes deben realizar sus ofertas para cada una de las horas del día siguiente. Una oferta de generación consiste en una curva por tramos crecientes que refleje cantidades de energía y los precios correspondientes a los que estar 'a dispuesto a generar, vertiendo potencia a red, durante esa hora en concreto. Por otro lado, una oferta de consumo consiste en una curva por tramos decrecientes que refleje cantidades de energía y precios a los que estaría dispuesto a consumir de la red eléctrica durante esa hora.

Tal vez lo más sencillo para comprender como se alcanzan estas cifras sea ilustrarlo con datos reales para un día cualquiera, por ejemplo, el 2 de junio de 2009 (día D). Consideremos el caso de una central térmica de ciclo combinado de Iberdrola ubicada en Escombreras (Cartagena, Murcia). Se puede encontrar información pública de esta central en la lista de unidades de OMEL (código de unidad de mercado: "ESC6")

5.2.1 El precio al que ofertan los productores

Este precio no representa el coste variable que les supone producir dicha cantidad de energía, es decir, lo que les haya costado el combustible, el poner en marcha la central, su operación y mantenimiento.

La oferta la realizan al **coste de oportunidad** que le supone generar esa electricidad. Esto quiere decir, que al coste variable anterior hay que sumarle los ingresos a los que renuncia la central por el hecho de producir.

Por ejemplo, para una central hidráulica de embalse, consumir el agua para producir electricidad no supone coste variable alguno, pero sí un coste de oportunidad. Esto es así porque, gracias al embalse, el generador tiene la posibilidad de almacenar el agua y consumirla en otro instante futuro en el que el precio del mercado sea mayor. Por esa razón, las centrales hidráulicas de embalse pueden vender la electricidad cuando les convenga, y por eso ofertarán a un precio alto en comparación con el resto. Sin embargo, en una época de lluvias fuerte, si el embalse se encuentra al límite de su capacidad, el coste de oportunidad será 0 para la cantidad de energía que pueda generar con el agua que está obligada a evacuar, y por lo tanto, realizará ofertas a precio muy bajo o incluso 0, para asegurarse de que entra en la casación.

En el caso de centrales térmicas de carbón o gas, si el generador puede revender dicho combustible a un tercero, entonces consumir dicho combustible tiene un coste de oportunidad que deberá sumar en su oferta al coste variable por la propia generación de la electricidad. Es decir, ese coste de oportunidad no es el precio al que se adquirió el combustible, sino el precio al que puede revenderlo.

En el caso de un **parque eólico** o de una central hidroeléctrica de agua fluyente, el combustible es el viento o el agua, que es gratis. Por tanto, si tiene ocasión de generar en una situación de viento favorable o de agua en el río, no hacerlo no aumenta la posibilidad de obtener mayores beneficios en el futuro, ya que ni ahorra en combustible ni puede almacenarlo para otro momento. Por esta razón ofertarán a precio 0, para asegurarse poder entrar en la casación, ya que su coste de oportunidad es cero.

Utilizando el ejemplo del apartado anterior, como unidad generadora, ESC6 debe realizar antes de las 10h del día D-1 sus 24 ofertas para las 24 horas del día D (que se denominan por H01, H02, ... , H24). Una oferta consiste en una curva creciente que relaciona tramos de potencia y precios a los que está dispuesta a producir durante esa determinada hora.

La siguiente gráfica nos muestra la oferta de venta de la unidad ESC6 para la hora H15 del 2 de junio de 2009. Según dicha gráfica esta central, estaría dispuesta a producir a un nivel de potencia de 80 MW por un precio de 3,67 cent€/kWh; a un nivel de 185 MW si el precio fuese de 3,82 cent€/kWh; y así, sucesivamente.

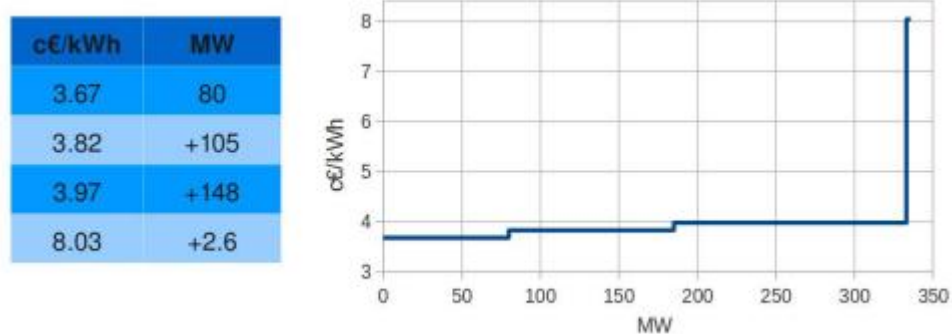


Figura 5.1.- Oferta de venta de la unidad ESC6 para la hora H15 del 2 de junio de 2009

Todas las unidades de generación realizan sus propias ofertas para cada hora. Análogamente, los consumidores hacen ofertas de compra en tramos decrecientes de precio, cuya lectura es la siguiente: “estoy dispuesto a adquirir una determinada cantidad de energía a un precio dado, pero si el precio es más bajo, estoy dispuesto a adquirir aún más energía”.

5.2.1.1 Agentes vendedores

- Generadores en régimen continuo
- Generadores en régimen especial
- Agentes externos
- Comercializadoras con energía de sus contratos de adquisición

5.2.1.2 Agentes compradores

- Distribuidores
- Comercializadores

- Consumidores cualificados
- Agentes externos
- Generadores

5.2.1.3 Ofertas de venta

- Obligación de venta por grupo térmico individualizado (grupo turbina generador)
- Oferta hidráulica por unidad de gestión hidráulica
 - a) Cuenca hidrográfica común
 - b) Relación de gestión entre ellas
 - c) De propiedad de un único Agente
- Las centrales de bombeo son unidad de oferta
- La cogeneración con $P > 5\text{MW}$
 - a) Si opta por mercado: por planta o a través de agente vendedor
- Los comercializadores tendrán una unidad de compra y otra de venta

Oferta simple: energía y precio para las 24h del día

Ofertas complejas:

- Ingresos mínimos a recuperar en toda la oferta
- Gradientes de cambio de carga entre horas
- Tramos no divisibles
- Parada programada

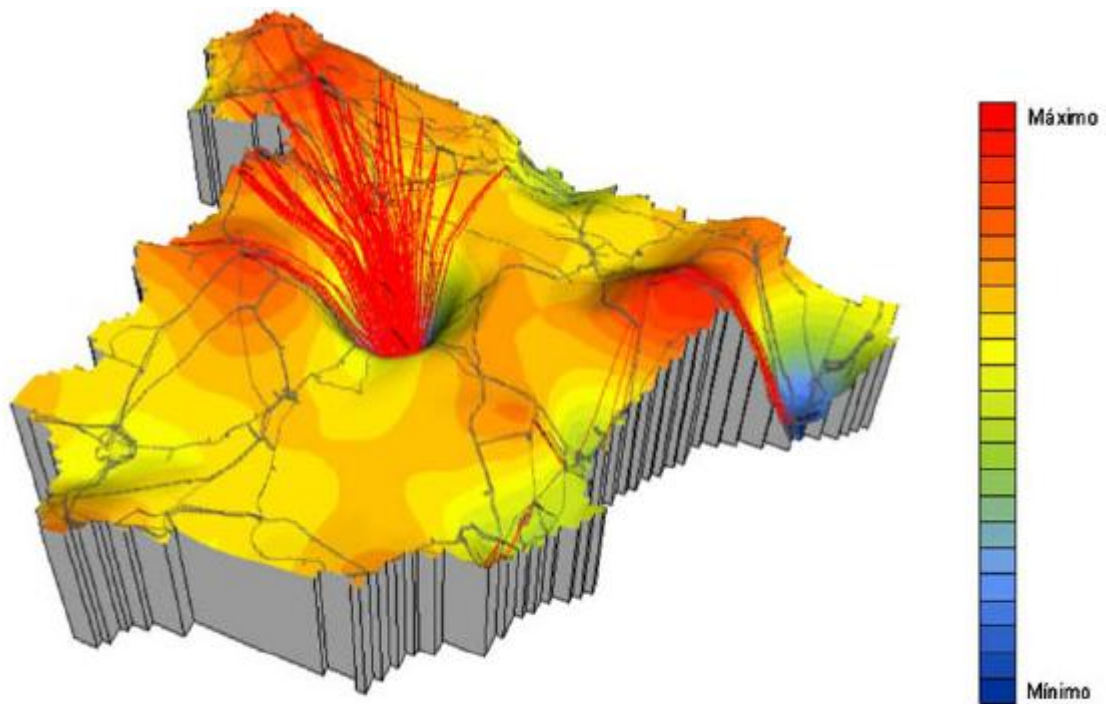


Figura 5.2.- Producción en España

5.2.2 Demanda de consumidores

Con respecto a la curva de demanda, las comercializadoras hacen ofertas de adquisición de los volúmenes de energía que estiman necesarios para abastecer a sus clientes. Suelen hacerlo al llamado “precio instrumental”, que es el máximo permitido (18, 03 cent€/kWh). Esto es así para asegurar la casación. Se observa pues la incapacidad de las comercializadoras para responder a señales de precio, ya que independientemente de éste, no pueden arriesgarse a no obtener en el mercado los volúmenes de energía que previsiblemente demandaran sus clientes. El resto de ofertas de adquisición a precios menores del máximo las realizan típicamente aquellos consumidores que pueden variar su consumo, tales como centrales de bombeo o algunos tipos de industria.

5.2.3 La casación

Pasadas las **10h** del día D-1 OMEL ha recibido todas las ofertas de productores y consumidores. Lo que se hace entonces es generar, para cada hora, las curvas agregadas de oferta y demanda ordenando, por tramos de menor a mayor, todas las ofertas de generación y por tramos de mayor a menor todas las ofertas de adquisición. La siguiente figura nos muestra las curvas agregadas obtenidas para el caso de la H15. Se resalta la posición en la que quedaron los cuatro tramos de la oferta realizada por ESC6.

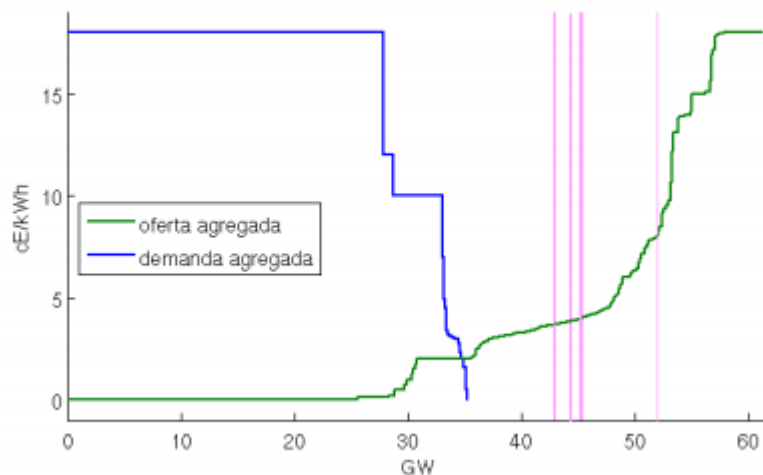


Figura 5.3.- curvas agregadas obtenidas para el caso de la H15

En teoría, el corte de estas curvas indicaría el volumen de energía acordado así como el precio de casación. En concreto, los tramos de las curvas que “han casado” (los que quedan a la izquierda del precio de casación) indican a cada unidad el nivel de potencia al que deben generar o consumir durante esa determinada hora. Por tanto, en principio la unidad ESC6 no debería verter potencia a la red durante la hora H15, ya que no ha casado ningún tramo de su oferta para esta hora.

Por lo tanto, tal y como se ha visto, del cruce de las curvas de oferta y demanda saldría el precio de casación inicial. Sin embargo, estas curvas iniciales hay que corregirlas acorde a dos motivos:

- Si la capacidad de interconexión entre España y Portugal se supera, se produce lo que se denomina **Market Splitting**, y los mercados de ambos países se resuelven por

separado (proporcionando precios de casación diferentes en cada país). Implica un desplazamiento hacia la derecha de la curva de demanda.

- Las ofertas realizadas cada hora por los generadores, a veces van acompañadas de **condiciones complejas**. Estas permiten al vendedor imponer condiciones sobre varias horas a la vez. Por ejemplo, la restricción por gradiente de carga permite que una determinada central no case tramos de sus ofertas que impliquen gradientes en la potencia generada mayores a un umbral dado, debido a limitaciones técnicas. Otra, es la condición de ingresos mínimos, por la cual un generador impone un nivel mínimo de ganancias total a obtener en las 24 horas de un día; de no alcanzarse, sus ofertas de generación se retiran. Como consecuencia de incorporar las ofertas complejas en la casación, la curva de oferta agregada de una determinada hora se acorta, retrayéndose hacia la izquierda (como se muestra en la siguiente figura). Así es como se obtiene la curva modificada, que se emplea para fijar finalmente el precio de casación de la correspondiente hora, que es al que se pagará a todos los generadores.

Normalmente, este precio lo marcan las centrales térmicas de carbón o gas. En algunas puntas de consumo, el precio lo marcan los generadores más caros como las centrales de fuel o las grandes hidráulicas y algunas horas al año cuando la demanda se puede cubrir mediante los generadores que ofertan a precio 0, **la electricidad se vende gratis**.

Por lo tanto, el precio de la electricidad varía cada hora del día, dependiendo de múltiples factores, como la demanda para esa hora, el precio de los combustibles fósiles, las condiciones climatológicas (como la cantidad de viento, sol o lluvia que tengamos), las restricciones técnicas de la red, etc.

Salvo incidencias, alrededor de las **11h** del día D-1 se obtienen estas curvas modificadas, que, ahora sí, determinan el resultado final del mercado diario, indicando para cada hora cuanto tendrá que generar cada productor, cuanto podrá consumir cada consumidor y precio al que dicho intercambio se produce. La siguiente figura muestra estas curvas modificadas para la H15, donde se puede observar que el precio de casación es P (H15 y día D) = 3,895 cent€/kWh y el volumen de intercambio algo superior a los 34 GW.

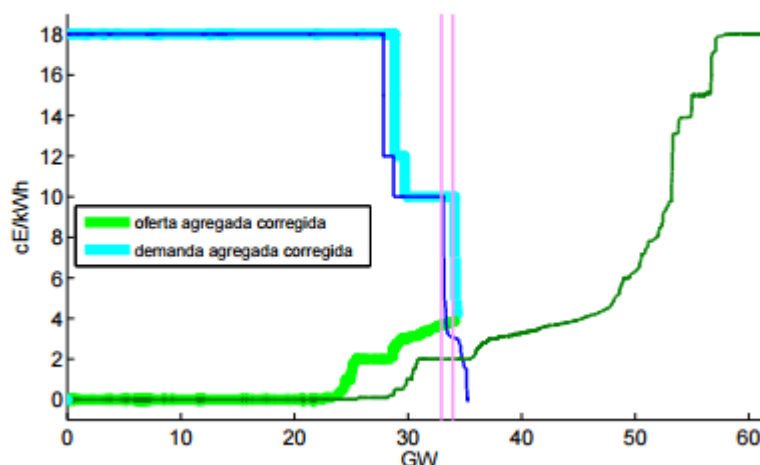


Figura 5.4.- curvas modificadas para la H15

La gráfica anterior nos muestra las curvas agregadas de oferta y demanda corregidas tras tener en cuenta el Market Splitting y las condiciones complejas. Las bandas verticales

señalan los dos tramos casados de la oferta realizada por la central de ciclo combinado de Iberdrola ESC6.

Por lo tanto, esta unidad se ha comprometido a estar produciendo 185 MW durante la H15 del día siguiente a cambio de haber adquirido un derecho de cobro en el Mercado Diario (H15) de: $185[\text{MW}] \cdot 1[\text{h}] \cdot 3,895[\text{cent}\text{€/kWh}] = 7258\text{€}$

Es importante indicar que, si bien las unidades productoras ofertaron a un precio menor que el precio de casación, a todas ellas se les retribuye al mismo precio. Igualmente, aunque los consumidores ofertaron a mayor precio, finalmente pagan el kilovatio-hora al precio de casación. Una alternativa a este método es que las unidades paguen o cobren cada una al precio que ofertaron (pay-as-bid auctions). Sin embargo, la literatura señala que bajo esta otra metodología no se observarían modificaciones sustanciales en el precio alcanzado, ya que los participantes, en vez de ajustar sus ofertas según su propio coste de oportunidad, aspirarían a ofertar al precio de casación esperado para maximizar beneficios, lo que genera otro tipo de ineficiencias.

Por lo tanto, la curva de la casación que tiene lugar en el Mercado Diario queda representada en la siguiente imagen.



Figura 5.5.- curva de casación

5.2.4 Merit order effect

Cuando se celebra el mercado diario, una parte de la curva de oferta agregada está formada por las energías renovables que ofertan a cero euros, ya que, al estar basadas en un recurso renovable que no pueden acumular, lo mejor que pueden hacer es vender todo lo que produzcan en cada momento. La contribución de esta oferta de producción renovable a precio cero desplaza la curva de oferta agregada hacia la derecha, haciendo que el precio de casación con la curva de demanda sea menor. Como todas las unidades de producción que “entran” en mercado y generan son retribuidas al precio de casación, esto se traduce en una disminución del coste de la componente de mercado de la factura de electricidad y, como consecuencia, en un ahorro para los consumidores eléctricos. La disminución del precio de mercado de la electricidad debido a la incorporación de generación renovable (actualmente generación RCR) es lo que se conoce como merit order effect.

La siguiente imagen nos muestra esta disminución del precio de casación del mercado. La oferta "A" es el escenario en el que no existe oferta de producción renovable y el punto donde se cruza esta curva de oferta con la curva de demanda determina el precio del mercado " p_A " y el total de energía intercambiable " e_A "

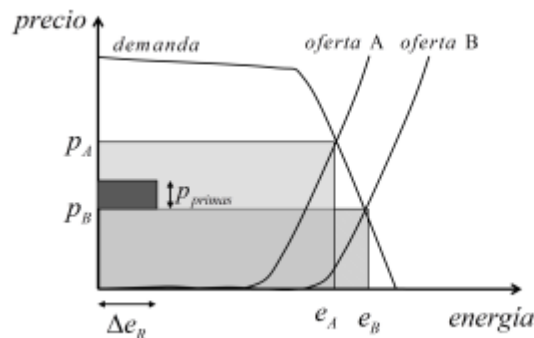


Figura 5.6.- disminución del precio de casación del mercado

El coste total que supondrá la generación de esa energía estará representado por el rectángulo de área $c_A = p_A \cdot e_A$. Del mismo modo, para una situación de mercado en la que exista una determinada oferta de energía renovable (escenario B) la curva de oferta se desplazará a la derecha. El precio, la energía de casación y el coste total de esa energía serán, respectivamente, p_B , e_B y $c_B = p_B \cdot e_B$. El merit order effect se define entonces como el ahorro producido por la incorporación de la producción renovable a la curva de oferta agregada, es decir,

$$\text{Ahorro} = c_A - c_B = p_A \cdot e_A - p_B \cdot e_B$$

5.2.5 Ofertas según las tecnologías

La primera gráfica muestra la posición típica de algunos consumidores y la segunda de algunos generadores.

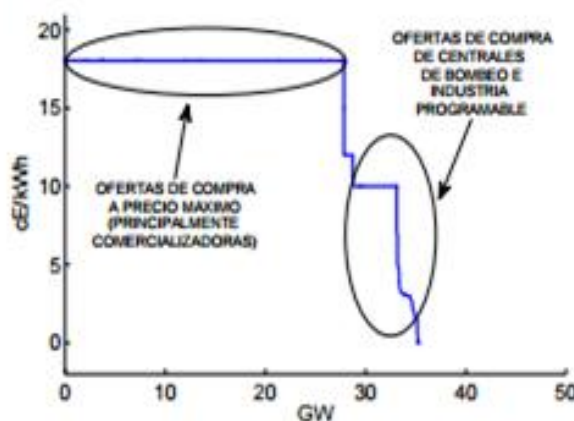


Figura 5.7.- Posición típica de los consumidores

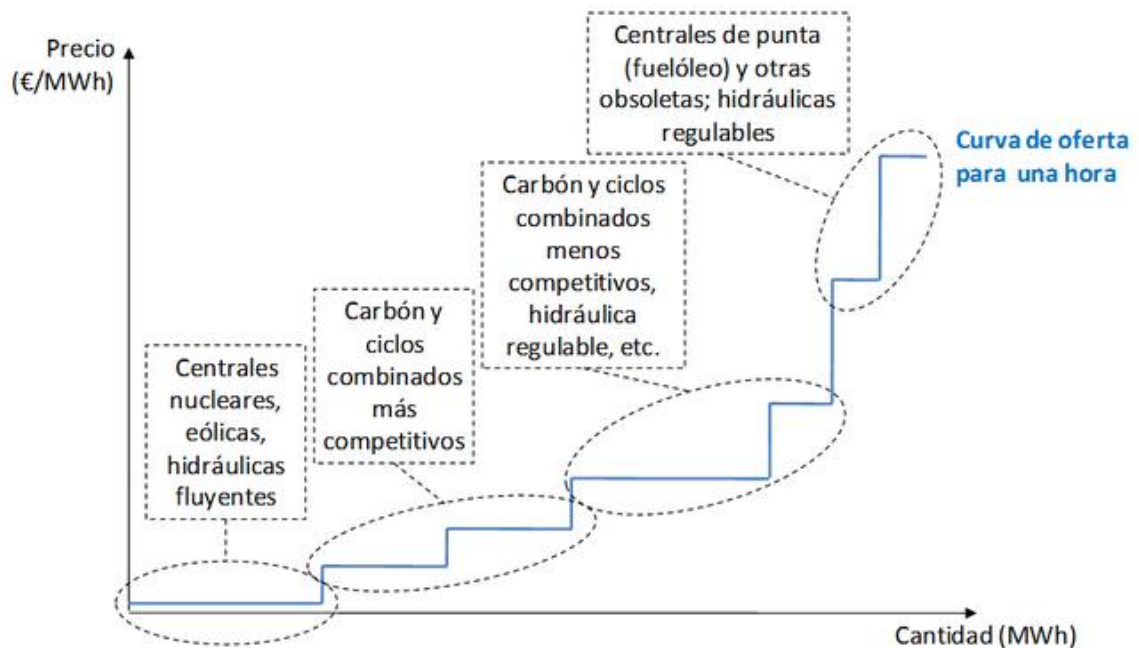


Figura 5.8.- Posición típica de los generadores

5.2.6 Caso de parques eólicos y centrales nucleares.

Puede parecer que el diseño de una curva como la que aparece en el apartado 5.1.1 refleja los costes de generación de la tecnología implicada, de manera que por debajo de ese precio no le es rentable generar. Sin embargo, el verdadero motivo para fijar los precios en las ofertas es el coste de oportunidad, concepto más amplio que engloba los costes de producción así como otras consideraciones y factores.

Por ejemplo, pensemos en una central hidroeléctrica de embalse. Si, debido a una época de lluvias fuerte, las reservas se encuentran al límite de su capacidad y es preciso evacuar agua, la central realizará 'a ofertas a precio muy bajo de manera que se asegure "entrar" en la casación. Al contrario, si el nivel de reservas es muy bajo, entonces realizará a ofertas a precio muy elevado para asegurarse que solo gasta "combustible" (agua) a cambio de una gran remuneración. Dicho de otro modo, la expectativa sobre sus posibilidades futuras condiciona el precio actual por debajo del cual se niega a generar.

En el caso de un parque eólico, el combustible es el viento, que es gratis, pero no se puede almacenar para otro momento. Por tanto, si tiene ocasión de generar en una situación de viento favorable, no hacerlo no aumenta la posibilidad de obtener mayores beneficios en el futuro, ya que ni ahorra en combustible ni puede almacenarlo para una ocasión posterior. Dicho esto, si la predicción meteorológica para el día siguiente en el emplazamiento del parque prevé un nivel de generación de varios megavatios, este parque hará una oferta de dicha potencia a un precio cero para asegurar la casación. Esta estrategia de oferta es también habitual en plantas fotovoltaicas y la hidroeléctrica de agua fluyente (sin presa) por los mismos motivos.

Las centrales nucleares también ofertan a precio cero pero en este caso es debido a la tecnología involucrada, por lo cual tienen poca capacidad de variar su nivel de producción

en el tiempo (baja capacidad de parada). Es por ello que se considera una potencia base y lo deseable es que funcionen a potencia nominal. Por tanto, las ofertas a precio cero buscan asegurar la casación para mantener un nivel de producción constante, dejando que el precio que recibirán como retribución lo marquen el resto de tecnologías que ofertan a otros precios mayores por otros motivos.

Comparativa eólica central nuclear.

Con un ejercicio de cálculo sencillo podemos saber cuánta energía se produciría en un mismo año utilizando los 4.000 millones de euros que cuesta la central nuclear si los utilizásemos para crear centrales con otros tipos de tecnologías y, sobre todo, con energía renovables, de las que habitualmente se dice que son demasiado caras y no rentables.

La energía eólica tiene un coste actualmente de 600 millones de euros por cada Gigavatio de potencia instalado. Con los 4.000 millones de euros de la central nuclear que comentábamos antes, se pueden instalar 6,666 Gigavatios de potencia eólica, es decir el equivalente a más de seis centrales nucleares.

Los equipos eólicos se instalan habitualmente en zonas de no menos de 2.000 horas efectivas de trabajo cada año. Este valor depende de la zona geográfica en la que se coloquen y de los niveles de viento que posee cada zona.

Con 2.000 horas de funcionamiento al año los 6,666 GW producen 13.333 Gigavatios hora por año, es decir, producen más energía eléctrica que la central nuclear que ha costado la misma cantidad de dinero. Porcentualmente la energía eólica en una zona de viento de tipo medio bajo, produce un 179,62 % más de energía eléctrica que la central nuclear construida con la misma cantidad de dinero. Con la misma inversión se produce más energía.

5.2.7 Caso de las energías renovables

Los generadores de régimen especial, por conllevar ventajas significativas para el país, tienen el privilegio de tener asegurado que lo que vayan a producir se consuma, por lo que podríamos considerar que también ofertan a precio 0. Después dependiendo de cada tecnología, y cada caso concreto, los generadores de régimen especial reciben una prima fija independientemente del precio de casación o una prima variable que se suma al precio de la casación.

Las energías renovables, puesto que dependen de un recurso no acumulable, suelen ofertarse en el mercado a precio cero y son por lo tanto (junto a la nuclear) las primeras que se utilizan para cubrir la demanda de electricidad en un determinado momento. Así pues, la existencia de una cantidad de MW h renovables ofertados a precio cero desplaza la curva de oferta hacia la derecha haciendo que el precio de casación al que se retribuye toda la energía que entra en mercado sea menor que en el caso de no existir estas renovables.

Algunos análisis muestran como en el mercado español existe una clara correlación inversa entre la cantidad de energía renovable casada en el mercado diario y el precio de casación de este. Este hecho puede ocasionar que, para determinadas horas, el coste de las primas a la energía renovable sea menor que el ahorro en el precio de la electricidad por el desplazamiento del punto de casación obteniéndose incluso un ahorro neto.

5.2.8 Evolución del precio de la energía

La siguiente figura muestra la evolución de este precio en el año 2010.

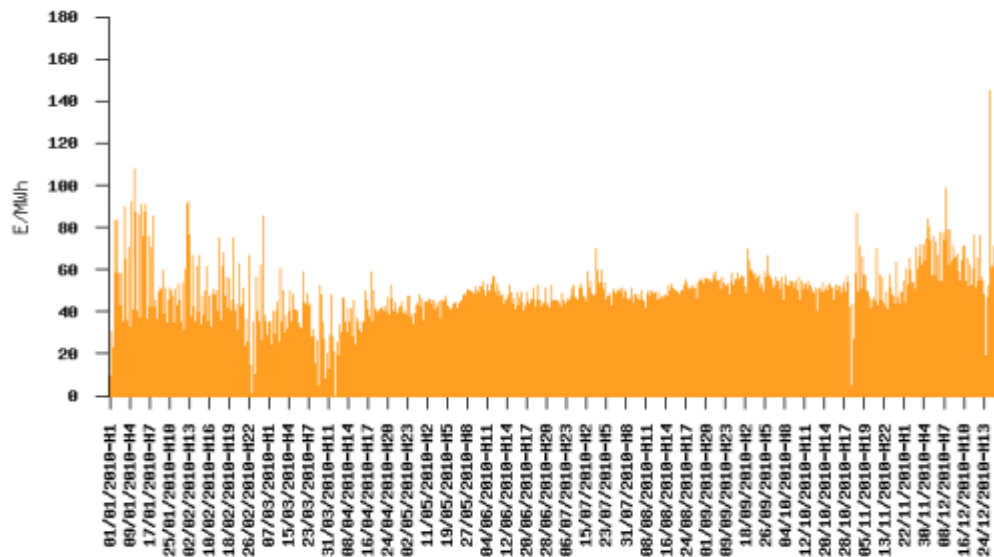


Figura 5.9.- Evolución precio de la energía 2010

5.3 Mercados intradiarios

Están orientados a que los participantes del mercado diario puedan hacer ajustes a sus compromisos de producción/adquisición una vez conocidos los resultados del mercado diario. Como se ha dicho, el mercado diario para las 24 horas del día “D” se cierra a las 10h del día “D-1”, y las casaciones se conocen sobre las 14h. Cada uno de los 6 mercados intradiarios posteriores tiene un plazo determinado para hacer ofertas sobre unas determinadas horas en concreto, como ilustra la figura, donde los horizontes temporales (en rojo) son para la realización de ofertas y las horas afectadas están en morado (de los mercados diario e intradiarios).

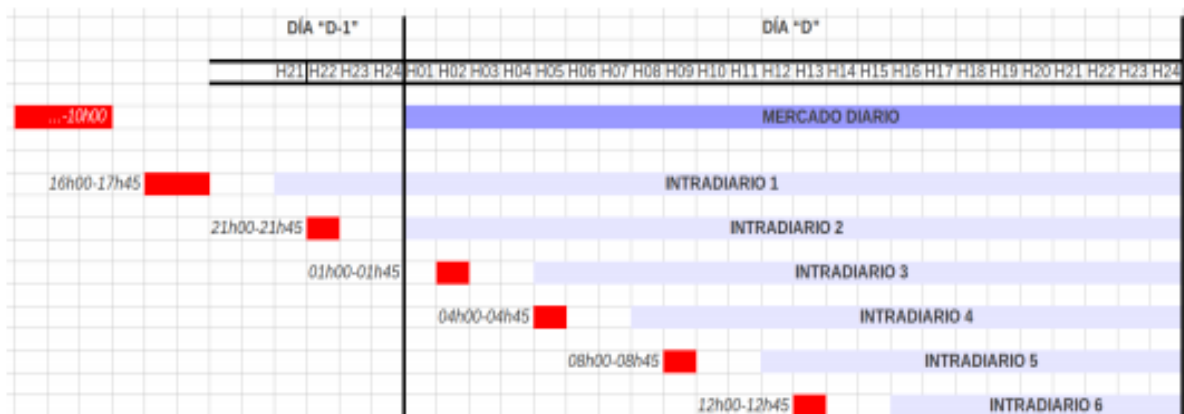


Figura 5.10.- Los 6 mercados intradiarios

Desde el punto de vista económico, cada uno de los mercados (diario e intradiarios) es un mercado diferente e independiente, en el que se alcanzan unos compromisos de producción/adquisición para cada unidad a un precio de casación diferente. Desde el

punto de vista de la generación y el consumo, cada unidad tendrá que generar o consumir en cada hora una cantidad de energía igual a la suma de las cantidades casadas en cada mercado.

5.3.1 Diferencias con el mercado diario

Puesto que se tratan de mercados de ajustes, solo pueden participar en estos mercados aquellas unidades que previamente han participado del diario. La principal diferencia es que cada unidad, independientemente de si es generadora o consumidora, puede realizar ofertas tanto de generación como de adquisición.

Así, un generador, mediante ofertas de adquisición, consigue reducir la energía comprometida en el diario; igualmente, una unidad de compra que hace ofertas de generación consigue reducir el compromiso la cantidad de energía adquirida en el diario. Otra particularidad es que cada unidad puede realizar, para una determinada hora, múltiples ofertas.

Estos ajustes son necesarios por:

- Las centrales que solo han casado parte de la energía que pueden producir pueden ofertarlos de nuevo.
- Cambios en la **predicción de un recurso no gestionable**: Los parques eólicos y las instalaciones fotovoltaicas ofertan en el diario la cantidad de energía estimada mediante modelos predictivos. Esta predicción normalmente se puede mejorar con el transcurso del tiempo, por lo que los intradiarios permiten incluir estas correcciones.
- Declaración de indisponibilidad. Una central que tras casar en el diario sufre un problema técnico que no le permita generar, puede adquirir en los intradiarios la misma cantidad de energía para dejar su compromiso de producción a cero.

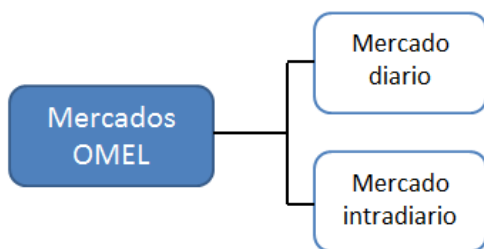


Figura 5.11.- Mercados OMEL

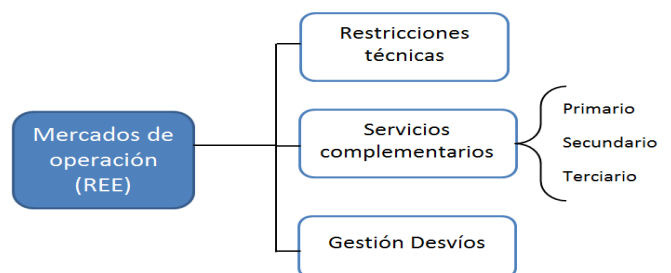


Figura 5.12.- Mercados REE

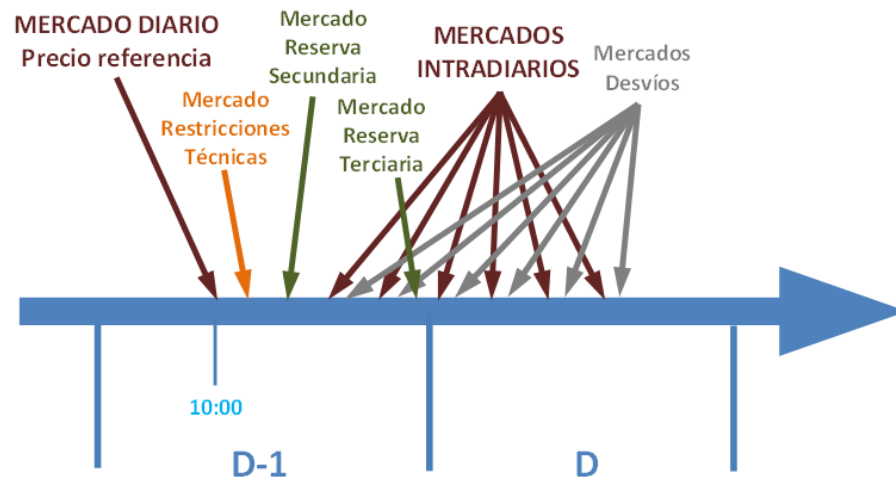


Figura 5.13.- Resumen mercados

5.4 Evolución de las tarifas del precio de la electricidad

El precio final de la tarifa eléctrica parte de la facturación básica, a la que se le suman algebraicamente los recargos o descuentos correspondientes a los cuatro complementos tarifarios (energía reactiva, discriminación horaria, estacionalidad, ininterrumpibilidad), y se complementa con los importes del alquiler de los equipo de medida y de los impuestos **Tarifa integral**: existió hasta el 1 de julio de 2009, es el precio de la electricidad que se aplica a cada tipo de consumo, cuando se trata de consumidores que no quieran ejercer su derecho a escoger suministrador. Es la tarifa con la que el Estado fijaba el precio de la electricidad para cada año, incluyendo tanto la componente regulada como la de libre mercado. Incluye los siguientes costes:

- El coste de producción de energía eléctrica.
- Los peajes correspondientes para el transporte y la distribución de la energía eléctrica.
- Los costes de comercialización.
- Los costes permanentes del sistema.
- Los costes de diversificación y seguridad del suministro.

Estas tarifas eléctricas están formadas por dos elementos: potencia y energía:

El término de potencia es la cantidad que paga el cliente por cada kW de potencia contratada. El término de energía es la cantidad que paga el cliente para cada kWh consumido.

Después de este período de adaptación para abandonar nuestras antiguas tarifas establecidas por la administración (en la línea del Marco Legal Estable) la componente de energía de la tarifa, se debía establecer mediante mecanismo de libre mercado, por lo que desaparecieron las viejas tarifas y todos los consumidores debíamos pasar al mercado minorista contratando una comercializadora.

Sin embargo, para aquellos consumidores que en esa fecha no habían contratado una comercializadora (que eran casi el 90% de los consumidores) se diseñó lo que se conoce como **Tarifa de Último Recurso (TUR)**, a la que pasaban automáticamente a estar inscritos.

TUR: tarifa del suministro eléctrico fijada por el Gobierno de España sobre el precio de la electricidad, de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, que contraten el suministro con un comercializador de último recurso

Estos consumidores siguen siendo clientes de sus antiguas distribuidoras que ahora se llaman **Comercializadoras de Último Recurso (CUR)**, las cuales están obligadas a vender electricidad al precio que marca la TUR.

La idea es que con el tiempo, las comercializadoras en régimen de competencia vayan progresivamente ofreciendo ofertas más atractivas de manera que los pequeños consumidores vayan abandonando la TUR, hasta que desaparezca.

La TUR, al igual que la antigua tarifa integral también tiene una componente regulada, fijada por el Estado y otra componente de libre mercado que se fija de acuerdo al precio alcanzado en la llamada **subasta CESUR**. Estas subastas las organiza, OMEL, el Operador del Mercado Eléctrico, cada 3 meses. En ellas, las grandes compañías eléctricas, bancos y fondos de inversión, pujan por la electricidad que se va a consumir en los próximos meses.

Se comprometen a comprar la electricidad que se va a vender en la subasta diaria y pagar a los generadores según el precio de casación diaria. Pero venderán esa electricidad a las comercializadoras a un precio fijo. Por lo tanto, el que se comprometa a vender la electricidad al menor precio será el que se lleve la subasta. De no asumir el suficiente riesgo, pueden no resultar ganadoras de la subasta; pero si asumen demasiado, estarán expuestos a pérdidas económicas.

El 1 de julio del 2014 entró en vigor un **nuevo sistema de facturación**. Con este sistema, hay una serie de conceptos que quedan obsoletos y otros que cambian de sentido.

Nuevos conceptos:

PVPC (Precio Voluntario Pequeño Consumidor): es el sistema de fijación del precio de la luz implantado por el gobierno para clientes de mercado regulado (clientes que tienen su contrato con una Comercializadora) con una potencia contratada no superior a los 10 kW. Con la entrada en vigor del PVPC la factura de luz sigue teniendo tres componentes:

- El precio de producir electricidad.
- Los peajes de acceso, que determina el Ministerio de Industria para cubrir todas las actividades necesarias relacionadas con llevar el suministro eléctrico hasta tu hogar y el resto de costes a cargo del sistema eléctrico.
- Impuestos establecidos.

El PVPC sustituye a las TUR hasta la aprobación de la nueva Ley del Sector Eléctrico de 2013. Se diferencia del TUR en lo siguiente:

- Desaparecieron las subastas trimestrales para la fijación del precio de la energía. Desde ese momento el precio de la electricidad lo calcula Red Eléctrica de España (REE) de forma diaria en función de los precios por hora de la energía en el mercado.

- El precio de la luz puede cambiar cada hora según evolucione el mercado eléctrico. Es decir, el importe de tus facturas dependerá de factores como el clima o la demanda de la energía.
- El cambio a PVPC se hizo de forma automática el 1 de julio de 2014, en ese sentido, si tenías la TUR y no realizaste ningún cambio, pasaste a tener la tarifa PVPC. (Real Decreto 216/2014 de 28 de marzo).

Para realizar la facturación según el PVPC hay dos formas:

1.- Si dispones de un Contador Inteligente conectado al sistema de telegestión, te facturan en función del consumo de luz que hayas realizado cada hora.

2.- Si no tienes Contador Inteligente o aún no estás conectado al sistema de telegestión

Al no disponer de los datos exactos de tu consumo cada hora, se te factura aplicando el perfil de un consumidor promedio creado por Red Eléctrica en base a patrones de comportamiento de los consumidores

En cualquier caso, se aplicará el precio por hora que el usuario va a pagar por cada kWh consumido

CR (Comercializadora de Referencia): antes conocida como CUR (Comercializadora de Último recurso).

Precio real de producción: A partir de ahora de tarifa según el precio real que cuesta producir la electricidad cada hora.

Se elimina la subasta: La antigua subasta que daba el precio de la electricidad durante el siguiente trimestre desaparece.

Cambio de sentido:

TUR (Tarifa de Último Recurso): se utiliza para aquellos clientes que se les aplica el Bono Social y clientes sin derecho de PVPC transitoriamente en la comercializadora de referencia.

5.4.1 Bono social

Es importante destacar la existencia del **bono social**, aprobado en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, el cual en un principio fue la congelación de la Tarifa de Último Recurso vigente en junio de 2009 y actualmente es un descuento del 25% sobre el Precio Voluntario Pequeño Consumidor. Esta parte de la factura de la luz es la más importante de todos sus componentes y el descuento se aplica automáticamente en cada factura. En definitiva, actualmente el bono social es una tarifa con un descuento fijado por el gobierno sobre el Precio Voluntario Pequeño Consumidor, que pretende proteger a los hogares con menos posibilidades económicas.

El primer bono social nació en 2009, pero el Supremo anuló en 2012 el marco legal que lo regulaba, por lo que tuvo que ser modificado. El Gobierno cargó de forma provisional en 2013 el coste del bono social a los consumidores finales, pero desde 2014 volvió a trasladarlo a las mayores eléctricas. El Supremo lo ha vuelto a tumbar con la jurisprudencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, que, ante la consulta del Gobierno francés para implantar un bono similar pero por el gas, le avisó de que debía ser el Estado el que corriera con el coste. El bono social eléctrico finalmente ha sido **derogado por el Tribunal Supremo**. La sentencia considera que el coste de ese descuento se carga de forma discriminatoria a las compañías eléctricas que lo sufragan y que la Administración no ha justificado los criterios con que distribuye el coste de la subvención. Asimismo, reconoce el derecho de las eléctricas a cobrar una indemnización por las

cantidades abonadas en concepto de bono social. En el caso de que el Estado reintegre a todas las compañías que sufragan el bono social las cantidades pagadas desde 2014, la indemnización superaría los 500 millones de euros

5.4.2 Subastas CESUR

Actualmente han sido sustituidas por un nuevo sistema debido al lío eléctrico producido en la 25ª subasta Cesur, explicado con detalle en la última parte de este párrafo.

Con la Tarifa de Último Recurso tienen que cubrirse el margen de beneficios para las CUR y la adquisición de la energía en el mercado diario. Puesto que existe incertidumbre sobre este segundo elemento, existe un riesgo de que la TUR no cubra dicho gasto. Para solventar este problema, se crea una figura intermediaria entre el mercado y las CUR. La función de esta figura es, por tanto, la de absorber el riesgo de que el dinero pagado por los clientes acogidos a la TUR no cubran los costes del mercado diario.

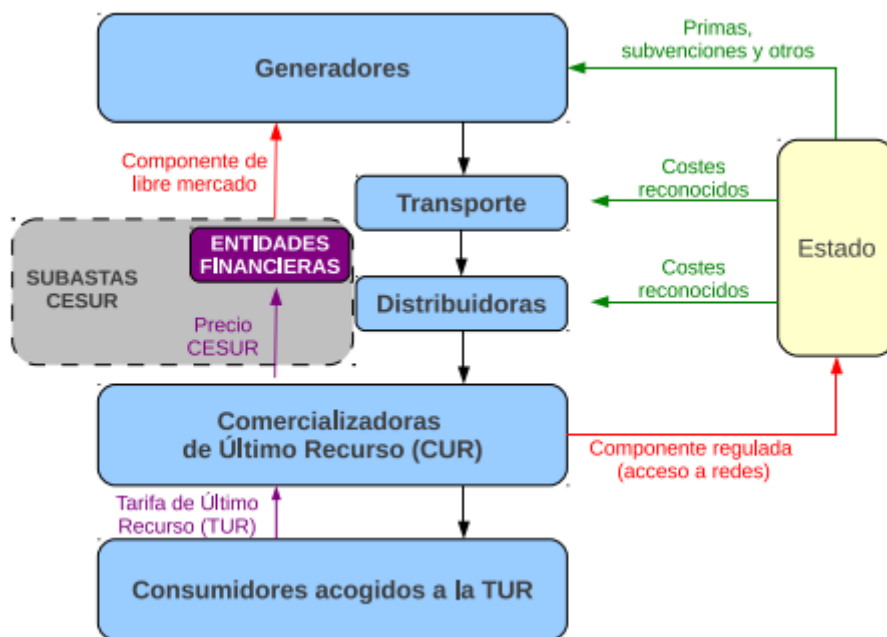


Figura 5.14.- Función de las subastas CESUR

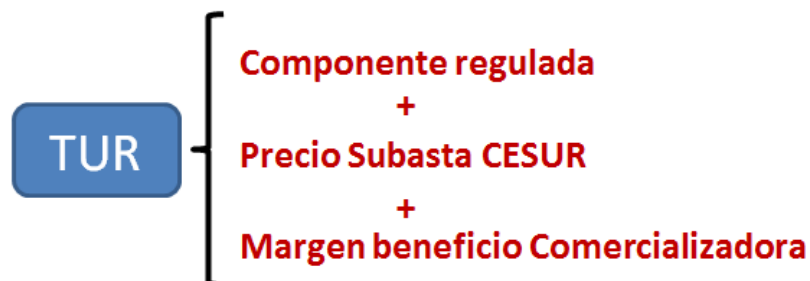


Figura 5.15.- Formación de la tarifa de último recurso

Cuando se celebra una subasta CESUR, acuden entidades financieras dispuestas a pujar por un precio CESUR, resultando ganadoras aquellas que lo ofrezcan más bajo. Estas entidades ganadoras deberán, durante los próximos meses considerados en la subasta, pagar a los generadores el precio de mercado que se alcance cada hora. Una vez alcanzado el precio CESUR, la Tarifa de Último Recurso se obtiene añadiendo la componente regulada y un margen de beneficios estipulado desde la administración a las Comercializadoras de Último Recurso.

En esta gráfica, se pueden ver la evolución del precio medio del mercado diario y el precio del contrato base de las subastas CESUR. El resultado demuestra que desde su creación, la subasta CESUR ha supuesto un incremento medio de la componente de libre mercado en la tarifa eléctrica del 12%, es decir, un sobrecoste de miles de millones de euros para los consumidores.

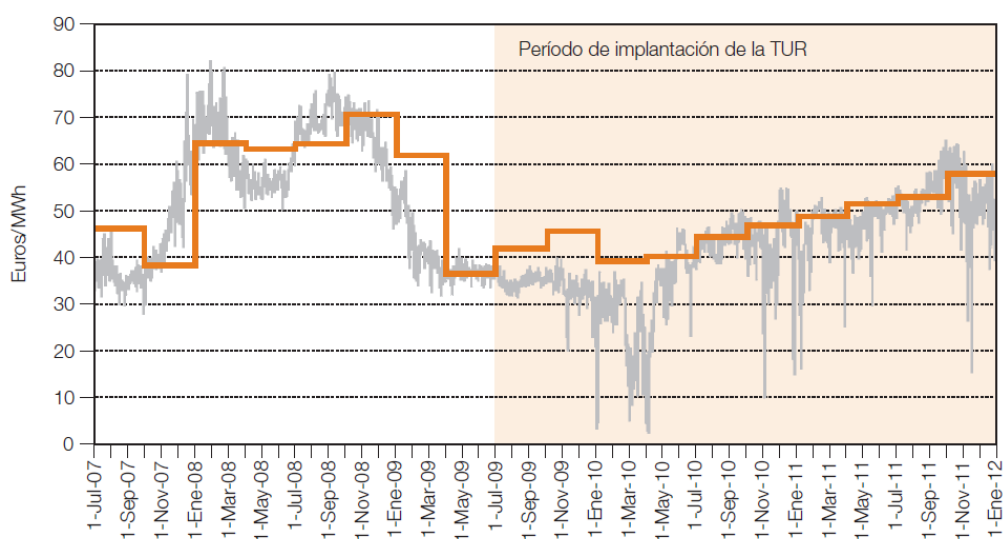


Figura 5.16.- precio medio del mercado diario y el precio del contrato base de las subastas CESUR

Una vez alcanzado el precio CESUR, la Tarifa de Último Recurso se obtiene añadiendo la componente regulada y un margen de beneficios estipulado desde la administración a las Comercializadoras de Último Recurso.

La factura de la luz ha cambiado a partir de abril de 2014. La subasta eléctrica (Cesur) que, hasta ahora, determinaba cerca del 40% del precio final de la luz será sustituida por un nuevo sistema, en función del consumo diario y la cotización de la energía en el mercado mayorista (pool). El origen de este **lío eléctrico** tiene un origen muy concreto, la 25ª subasta Cesur, celebrada el 19 de diciembre de 2013, cuyo resultado fue anulado, posteriormente, por el Gobierno, algo inédito en la historia de este mecanismo, vigente desde mediados 2009. Entonces, la subasta se saldó con una fuerte subida de casi el 30%, que, trasladada al recibo, se habría materializado en un alza superior al 10% para los consumidores con Tarifa de Último Recurso (TUR) durante el primer trimestre de 2014. En un primer momento, el Gobierno se escudó en que las eléctricas "manipularon" la subasta para elevar el precio de la luz. De este modo, el Ejecutivo y la Comisión Nacional del Mercado de la Competencia (CNMC) están "permanentemente vigilando el mercado" y ante cualquier indicio de "circunstancia atípica" permitirá actuar con rapidez.

5.5 Precio final

Los derechos de cobro u obligaciones de pago finales también se obtienen de sumar los alcanzados en cada mercado. Se observa que, como resultado del mercado, cada hora tiene asignada una cantidad de energía casada total en todo el sistema, que equivale a un nivel de potencia similar. Estos niveles de potencia escalonados horariamente son los que se representan mediante la curva programada en las gráficas de demanda que proporciona REE (sería la curva roja de la siguiente figura). La diferencia entre esta

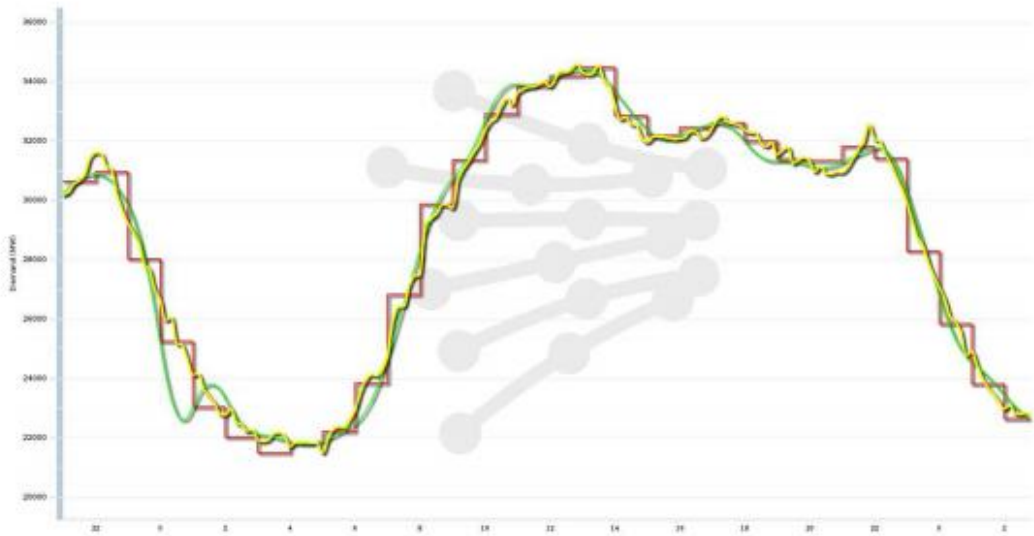


Figura 5.17.- precio medio del mercado diario y el precio del contrato base de las subastas CESUR

energía programada y la que realmente se intercambia (curva amarilla) se debe a los desvíos medidos en tiempo real en que incurren las unidades. Para seguir cumpliendo el requisito indispensable del sistema eléctrico (hacer coincidir producción y demanda en cada instante temporal), REE usa las regulaciones primaria, secundaria y terciaria que aportan las unidades gestionables. Como consecuencia, existen mecanismos de penalización a las unidades que incurren en desvíos (gestión de desvíos) y de retribución a las unidades que proporcionan las bandas de regulación (mercados de servicios complementarios) que gestiona REE.

Esta gráfica nos muestra la evolución de la energía programada como resultado del mercado (curva roja), la real (amarilla) y la prevista (verde) para el día 2 de junio de 2009.

5.5.1 Mercado de producción: oferta/demanda

- Precio de casación del mercado diario
- Coste resultante del proceso de solución de restricciones técnicas
- Coste de mercado de BANDE DE POTENCIA
- Precio de casación de los MERCADOS INTRADIARIOS
- Coste de los procesos de OPERACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA
 - a) Mercado de desvíos, regulación secundaria y regulación terciaria

5.5.2 Componente final del precio

Se obtiene considerando el resultado de los diferentes mercados:

- Mercado diario

- Mercados intradiarios

- Mercados de operación: Gestionados por REE y orientados a mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo. Incluye los mercados por servicios complementarios, sobrecoste por restricciones técnicas y gestión de desvíos.

Hay un cuarto concepto que es el de pagos por capacidad y que hace referencia a un complemento que reciben las unidades del Régimen Ordinario de potencia instalada mayores a 50 MW para que recuperen sus costes fijos y así incentivar la inversión a medio y largo plazo. Aunque, por su naturaleza, se asemeja más a una prima que debería recogerse en la componente regulada, los informes de la CNE la incluyen en la componente de mercado. Cada uno de los tres mercados mencionados adquieren un valor para cada hora del año. La siguiente figura muestra el valor medio anual de estas componentes. Se observa en esta figura que la mayor contribución en la formación de la componente de mercado es el mercado diario. La contribución del mercado intradiario no se aprecia y es, en efecto, muy pequeña cuando se promedia anualmente. Sin embargo, para una hora en concreto, puede influir de manera apreciable tanto aumentando el precio como disminuyéndolo, dependiendo de las circunstancias en ese momento.

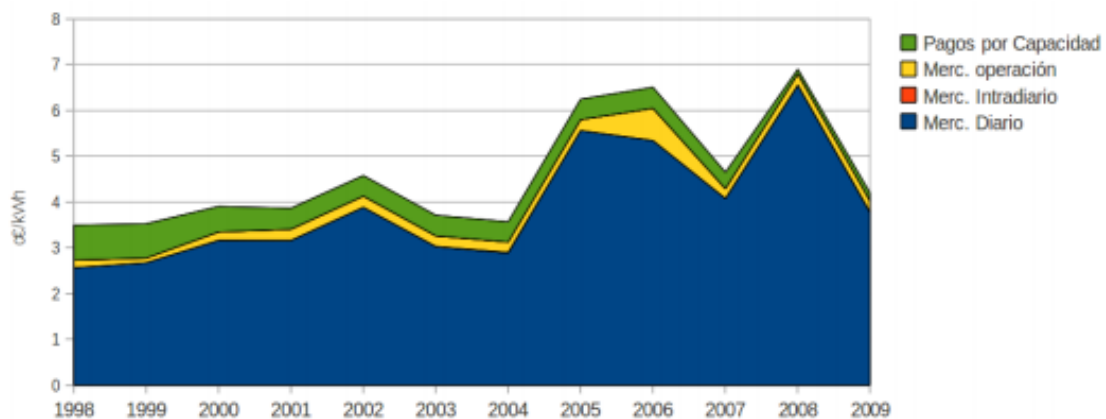


Figura 5.18.- Formación de la componente de mercado

PARTE II

Energía eólica: mercado eléctrico y normativa

6 Contextualización

La energía eólica es la energía que se obtiene del viento. Consiste en convertir la energía cinética del viento, que produce el movimiento de las palas de un aerogenerador, en energía eléctrica. A día de hoy es la energía renovable más madura y eficiente. Por ello y por la gran importancia del sector eólico, descrito en el punto 10, presenta unas importantes expectativas de incrementar su contribución al abastecimiento energético.

La energía eólica tiene un efecto importante en el precio de mercado al desplazar la curva de oferta. En situaciones de alta disponibilidad de energía eólica y bajo consumo, como ocurrió en marzo de 2013, donde las lluvias intensas junto con elevado porcentaje de viento y una reducida demanda consiguieron que el precio de la electricidad decreciese significativamente llegando incluso a ser nulo en determinadas ocasiones.

La energía eólica tiene un patrón de funcionamiento que no está acoplado con los precios del mercado. Es decir, no pueden elegir cuándo funcionar. Por tanto, el precio que perciben del mercado es función de la correlación que existe entre su perfil de producción y el perfil de precios del mercado. Por ejemplo, en el caso de la tecnología eólica, esta correlación implica que esta tecnología percibe del mercado del orden de un 7-8% menos que el precio medio en términos anuales. (sociedad, 2016)

En el Sistema eléctrico español todas las centrales eléctricas están obligadas a presentar ofertas en el mercado por su energía. Para una instalación eólica resulta muy difícil predecir cuál será su producción en un instante por ello son una fuente de energía y no una fuente de potencia garantizada; solamente en términos estadísticos se puede afirmar que la energía producida será la correspondiente a un factor de carga del orden del 25% para la eólica. Los modelos han conseguido mejorar en gran medida el error de la predicción eólica.

El Operador del Sistema (OS) es el encargado de equilibrar en todo momento la generación y la demanda que tienen lugar en el mercado Español. Se le podrán presentar dos casos:

1. Que se incremente bruscamente la producción eólica. En este caso el OS puede reducir la producción de centrales convencionales. Si esto no fuera suficiente daría la orden de desconectar instalaciones renovables.
2. Que se disminuya bruscamente la producción eólica. En este caso el OS puede dar orden de incrementar la producción de las centrales convencionales y, si ello no fuera posible, desconectar parte de la demanda del Sistema.

A finales de 2014, España tenía instalada una capacidad de energía eólica de 23 002 MW, lo que supone el 21,3 % de la capacidad del sistema eléctrico nacional, la segunda fuente de energía del país (por detrás del ciclo combinado). Ese mismo año la energía eólica produjo 51026 GWh, el 19,7 % de la demanda eléctrica. El 29 de enero de 2015, la

energía eólica alcanzó un máximo de potencia instantánea con 17553 MW, cubriendo un 45 % de la demanda.

7 Importancia del sector eólico

El sector eólico industrial incluye capacidades relevantes en todas las fases de la cadena de valor: desde la fabricación de equipos y componentes, hasta la construcción de instalaciones y su operación y mantenimiento. Esto es algo que no se da en el caso de ninguna otra tecnología.

7.1 Actividades empresariales incluidas en la cadena de valor de esta industria:

- Promotores de parques eólicos/productores de energía.
- Fabricantes de aerogeneradores.
- Fabricantes de componentes específicos: torres, palas, rodamientos, multiplicadoras, equipos de control, etc.
- Otros servicios asociados al Sector Eólico: ingeniería y consultoría, transporte, servicios de mantenimiento, proveedores de soluciones tecnológicas, formación, servicios financieros, etc.

Podemos ver la importancia de la energía eólica en el **mix de generación**: en 2013 cubrió el 21% de la demanda (en 2015 alcanzó el 18%). También destaca la importancia en el mecanismo de fijación de precios en el mercado mayorista de la electricidad. La instalación de potencia eólica iba ligada a dos de los principales objetivos de política energética de la Unión Europea y de España: 1.-Reducir la dependencia energética de terceros países y 2.- Disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes nocivos

7.2 Reducir la dependencia energética de terceros países.

La alta dependencia energética de España pone en riesgo el desarrollo del país. En 2015, evitó la importación de 9,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo combustible fósil, con un valor superior a los 1.842 millones de millones €.

En la figura 10.1 podemos ver la producción de electricidad con energía eólica que sustituye a la que hubiese generado con carbón, fuel/gas y gas natural en el periodo 2006/2015.

En la figura 10.2 podemos ver las importaciones de combustibles fósiles en toneladas equivalentes de petróleo que se evitan en el periodo 2006/2015.

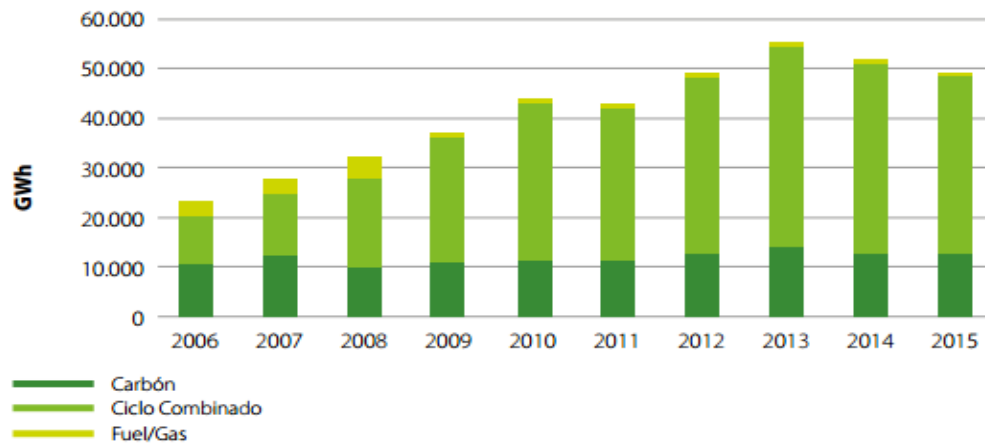


Figura 7.1.- sustitución de carbón, fuel/gas y gas natural por energía eólica

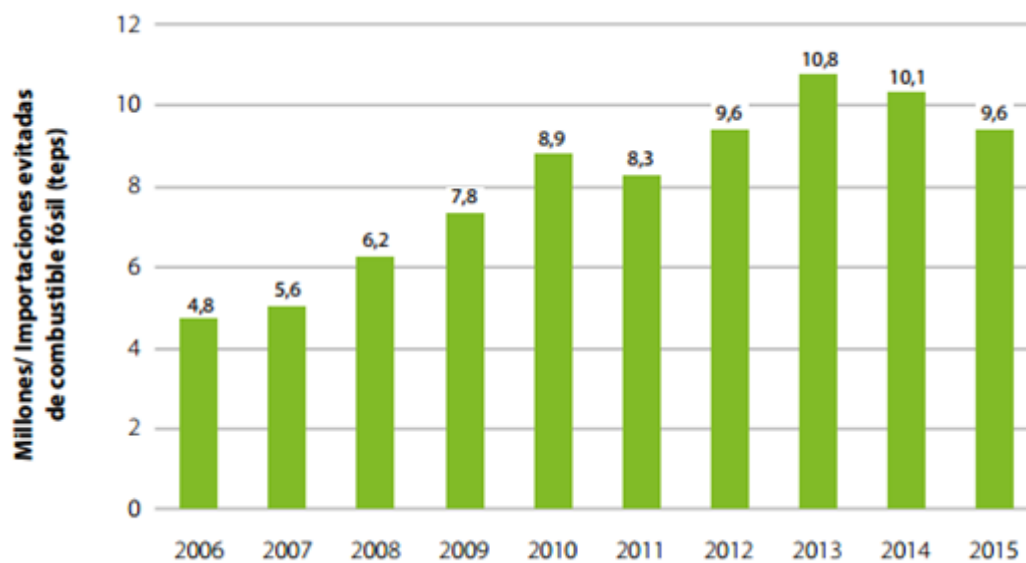


Figura 7.2.- importaciones evitadas de combustibles fósiles en toneladas equivalentes de petróleo

7.3 Disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes nocivos:

En la figura 10.3 podemos observar las emisiones de CO₂ evitadas en el periodo 2006/2015

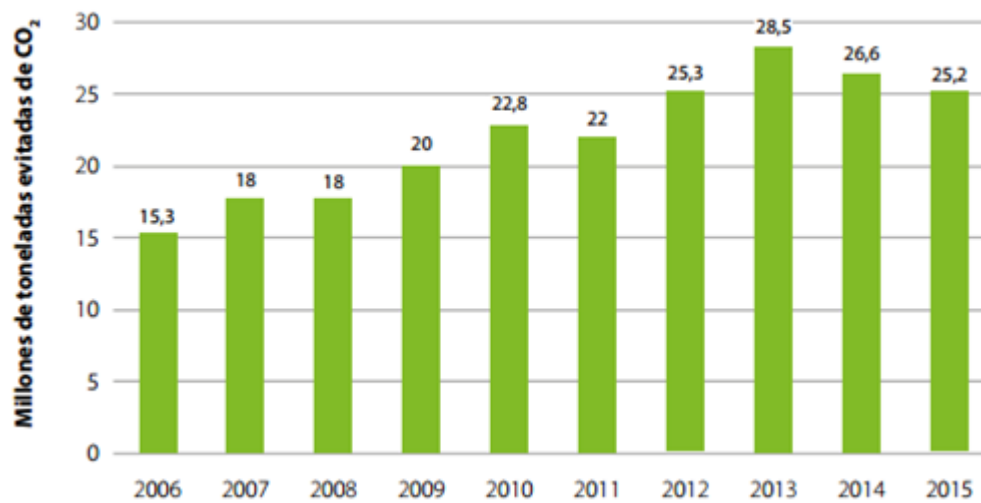


Figura 7.3.- emisiones de CO2 evitadas en el periodo 2006/2015

7.4 Influencia en la economía

Otro indicador de la importancia del sector eólico se ve reflejado en la economía española. En la figura 10.4 se ve se muestra la influencia de este sector en la economía española.

Se puede observar claramente como las últimas normativas han influido en un descenso del peso del Sector Eólico respecto al total de la economía.



Figura 7.4.- Peso del Sector Eólico respecto al total de la economía española

7.5 Contribución directa del Sector Eólico al Producto Interior Bruto

Durante el periodo de análisis, 2012-2015, la contribución directa acumulada al PIB del Sector Eólico fue de 6.135 millones de €

En 2013, se produjo un incremento de la contribución sectorial al PIB porque, a pesar de que sus ingresos se redujeron en 2013 con respecto a 2012, sus márgenes aumentaron debido a los ajustes realizados (reducción de costes) en 2012 y 2013. Por otra parte, la reducción de la contribución sectorial al PIB de 2014 y el posterior incremento de 2015 se debió a la volatilidad que introduce en los ingresos de los productores el cambio regulatorio. Esto se puede observar en el siguiente gráfico.

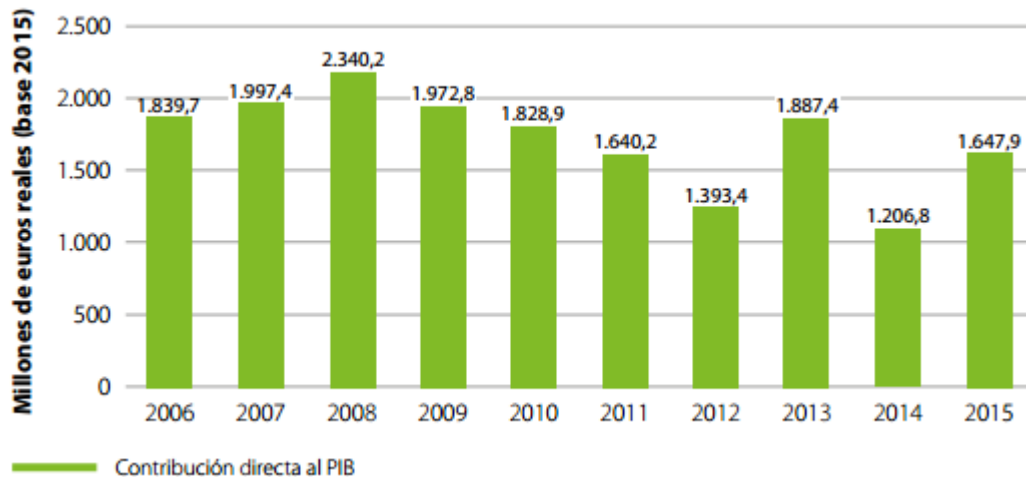


Figura 7.5.- Contribución directa del Sector eólico al PIB en millones de euros constantes

Si comparamos la contribución del Sector Eólico al PIB con la de otros sectores de actividad (en términos corrientes), podemos observar que es equivalente a la de algunos de gran tradición en la economía española como se puede ver en el siguiente gráfico.

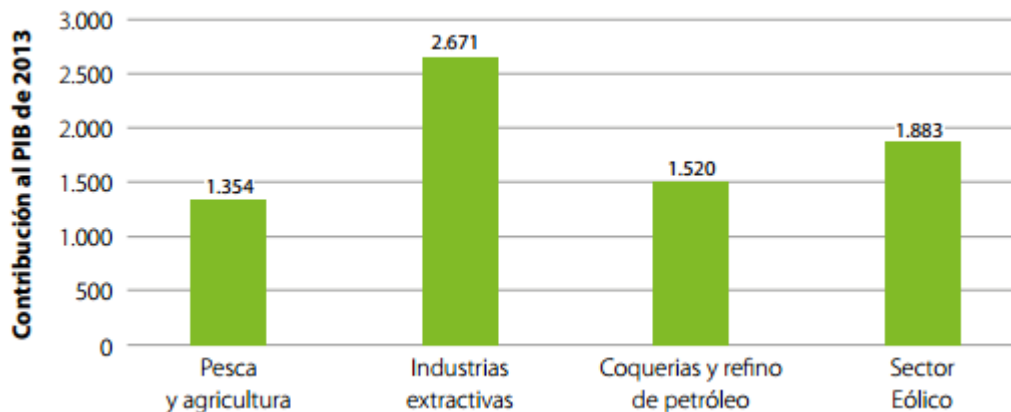


Figura 7.6.- Comparativa de la contribución directa al PIB del Sector Eólico con la de otros sectores en términos corrientes (fuente AEE)

La contribución directa del Sector Eólico al PIB de España alcanzó los 1.647,9 millones de € en el año 2015. En la figura 10.7 podemos observar cómo ha sido la evolución de la contribución al PIB del Sector Eólico en términos reales.

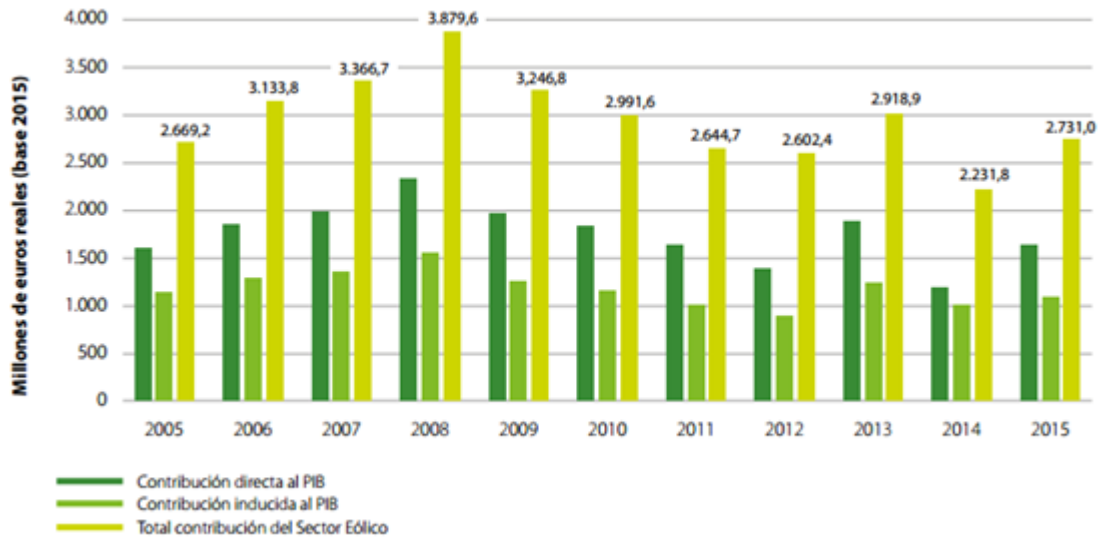


Figura 7.7.- evolución de la contribución al PIB del Sector Eólico

7.6 Los precios del mercado eléctrico

Hay una correlación inversa clara entre el nivel de producción eólica y el precio del mercado diario. La eólica desplaza las tecnologías más caras con lo cual disminuye el precio de casación del mercado. La generación eólica determina la volatilidad diaria del precio como se muestra en la figura 10.7.

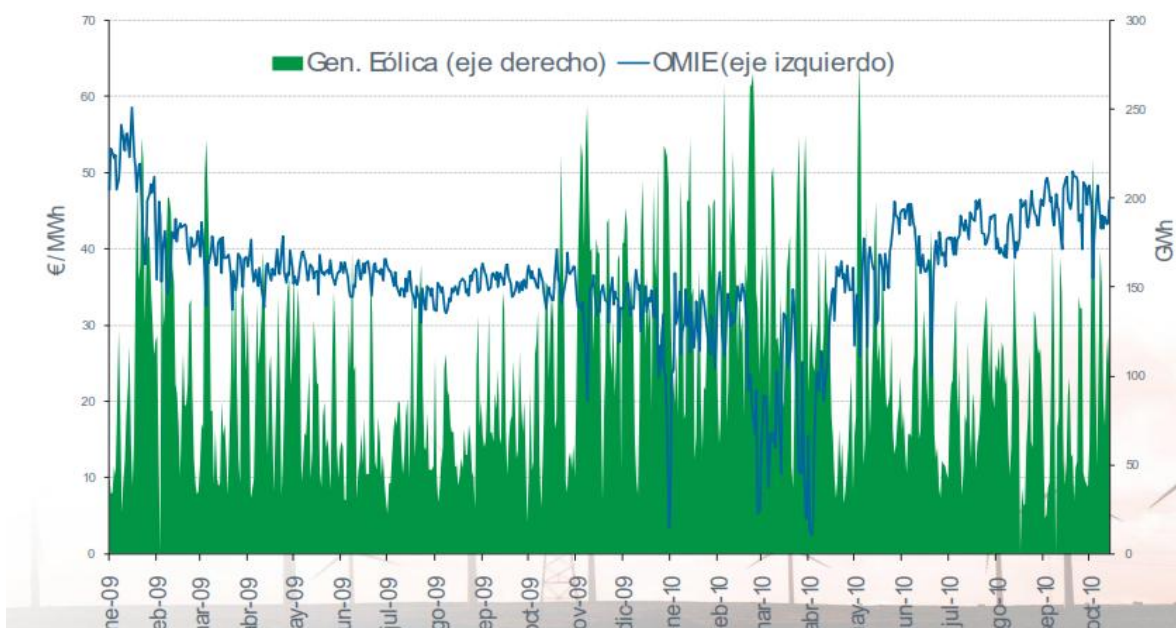


Figura 7.8.- Correlación entre la producción eólica y el precio del mercado diario

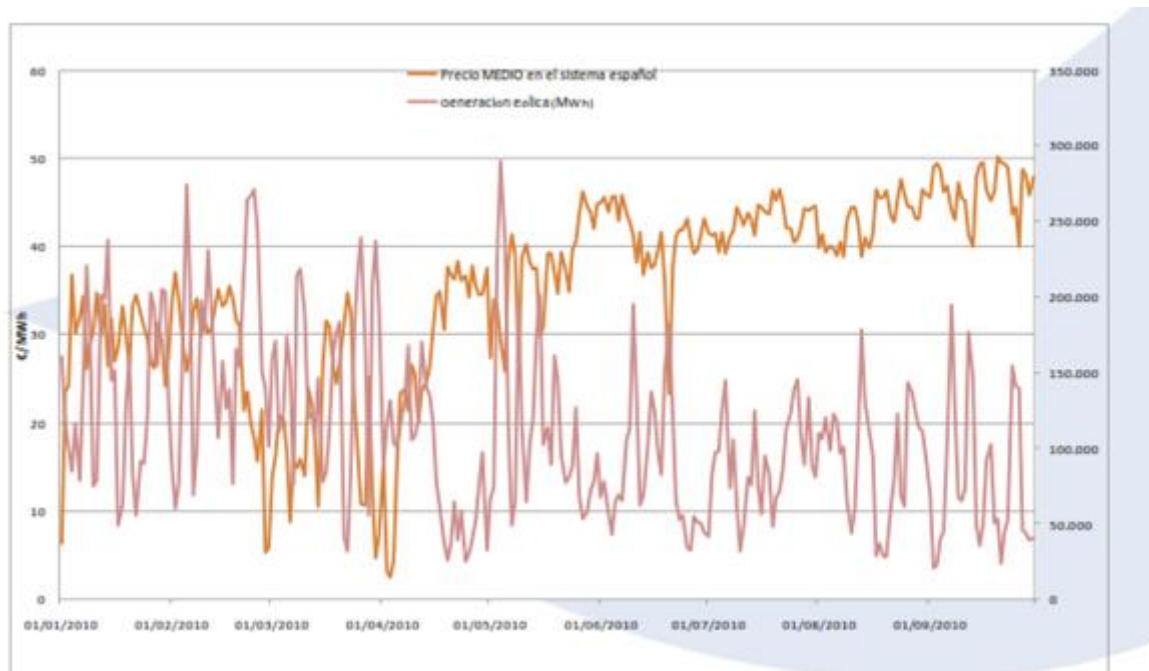


Figura 7.9.- Producción eólica y el precio del mercado diario

Otro ejemplo de dicha influencia de la generación eólica en el mercado eléctrico la podemos observar en la figura 10.8, donde la generación hidráulica y eólica ocasionó los bajos precios.

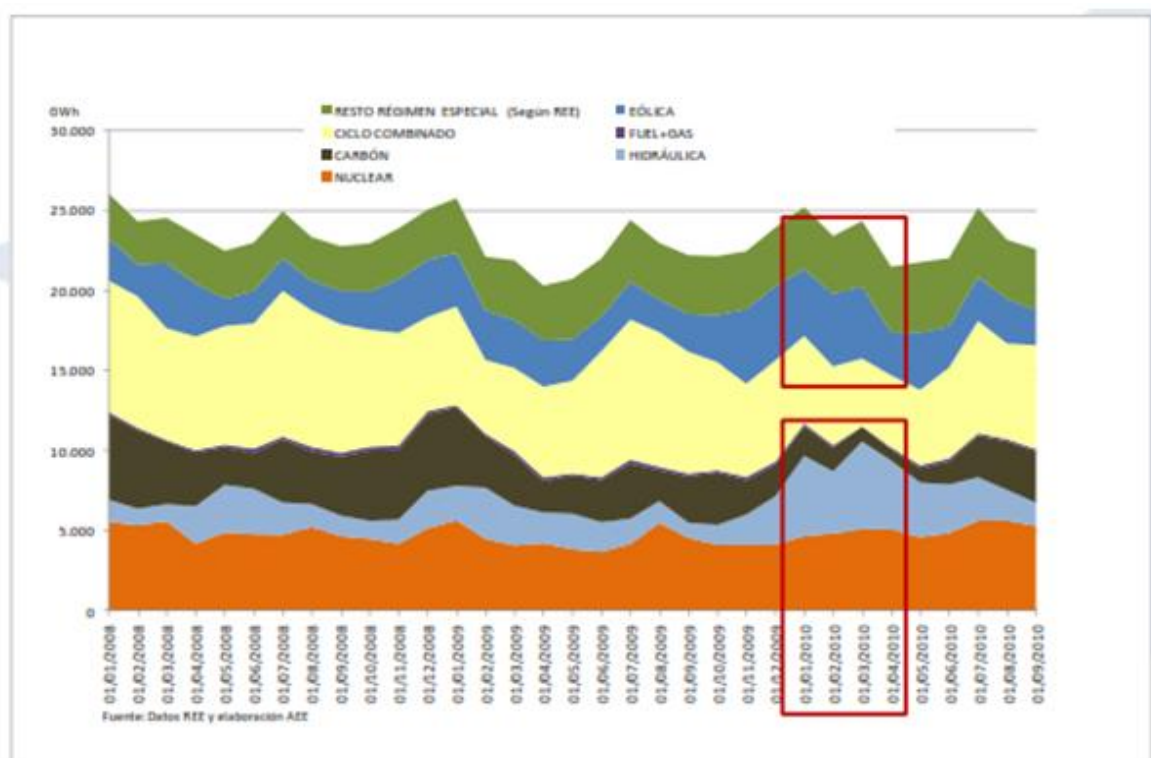


Figura 7.10.- Bajos precios del mercado diarios frente a la alta producción hidráulica y eólica durante el primer periodo del año 2010

En la siguiente imagen se observa 72h a precio cero durante el mes de enero, también se muestra que los precios fueron un 42% inferiores que en enero de 2009 y la producción hidráulica y eólica un 24 % y 132% superiores.

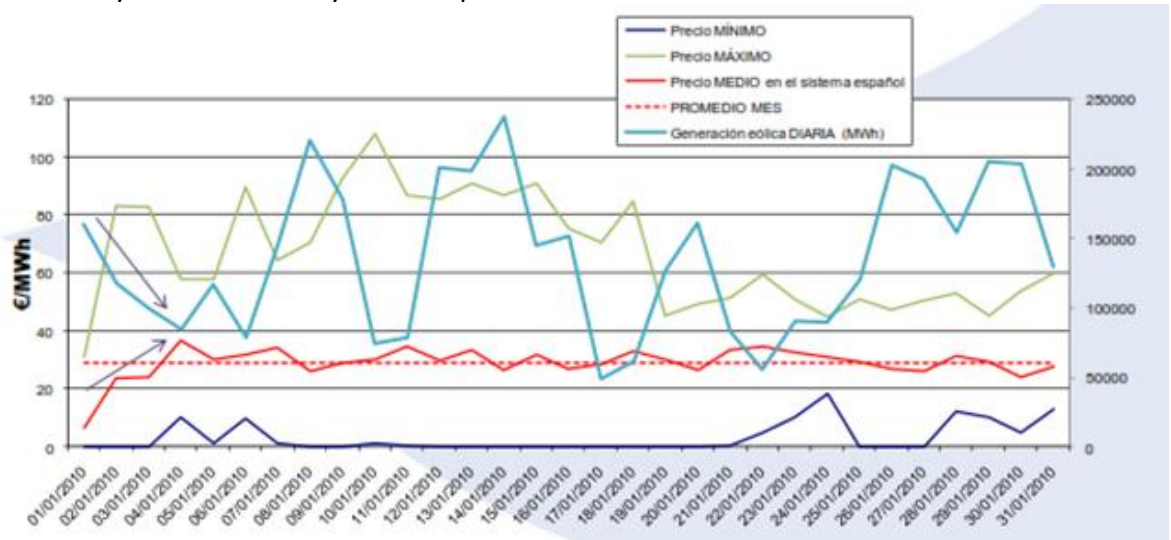


Figura 7.11.- Precios y producción hidráulica y eólica en Enero

En el mes de Febrero lo que se puede observar (figura 10.10) es que el precio cayó un 32% respecto a2009, mientras que la eólica y la hidráulica seguían creciendo.

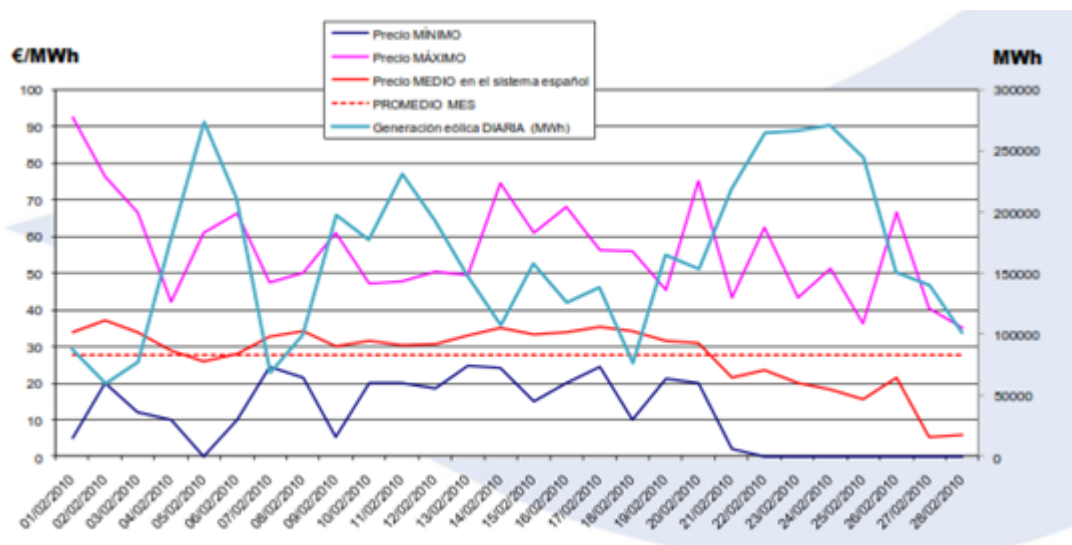


Figura 7.12.- Precios y producción hidráulica y eólica en Febrero

Con 91 horas del mes de marzo (figura 10.11) el precio promedio del mercado diario ha sido el más bajo de los últimos años.

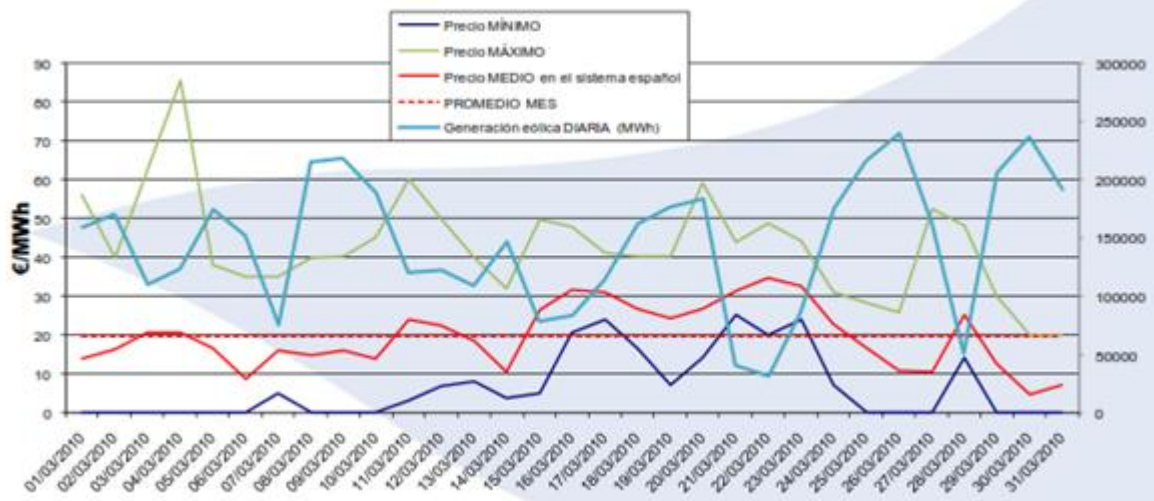


Figura 7.13.- Precios y producción hidráulica y eólica en Marzo

En la siguiente imagen se observa como en el mes de Abril se produce una recuperación del precio (debido a la disminución de la producción eólica).

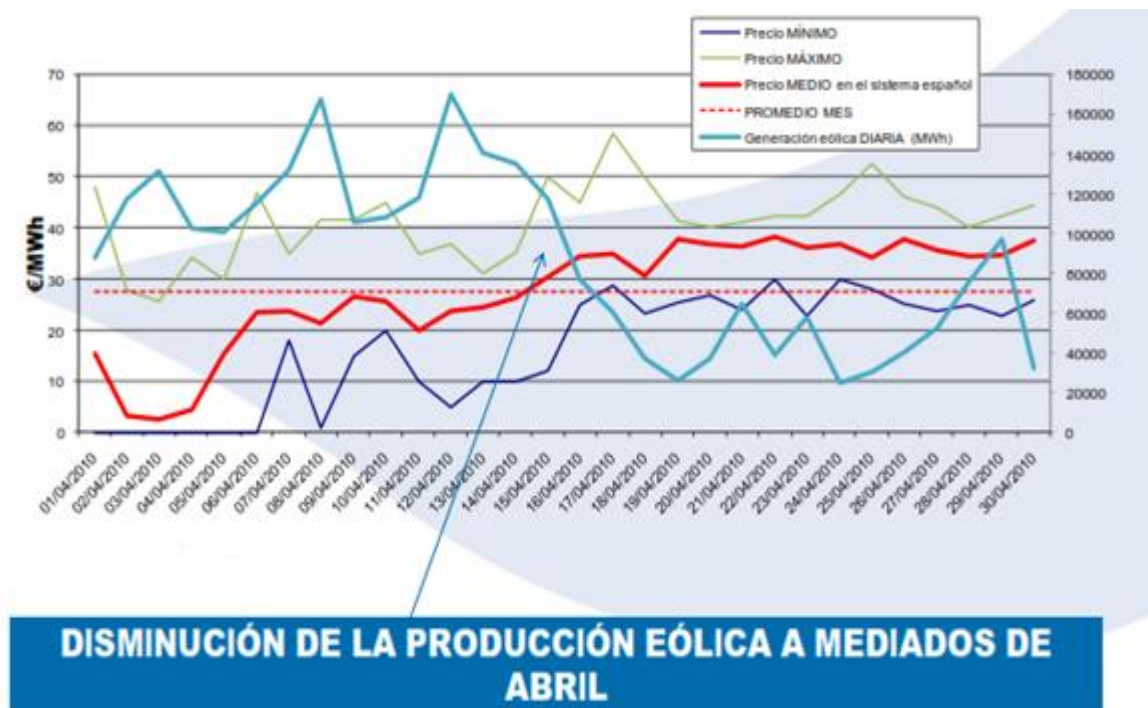


Figura 7.14.- Precios y producción hidráulica y eólica en Abril

7.7 Coste de la energía eólica

La instalación de energía eólica requiere de una considerable inversión inicial, pero posteriormente no presenta gastos de combustible. El **precio** de la energía eólica es por ello mucho más **estable** que los precios de otras fuentes de energía fósil, mucho más volátiles. El coste marginal de la energía eólica, una vez que la planta ha sido construida y está en marcha, es generalmente inferior a 1 céntimo de dólar por kWh.

Con la **repotenciación**, este coste se ha visto reducido debido a la mejora tecnológica de las turbinas más recientes. Existen en el mercado palas para aerogeneradores cada vez más largas y ligeras, a la vez que se realizan constantemente mejoras en el funcionamiento de la maquinaria de los propios aerogeneradores, **incrementando la eficiencia** de los mismos. Igualmente, los costes de inversión inicial y de mantenimiento de los parques eólicos han descendido. En Estados Unidos la industria eólica es actualmente capaz de producir mayor potencia a un coste menor gracias al uso de aerogeneradores cada vez más altos y con palas de mayor longitud, capturando de esta manera vientos mayores a alturas más elevadas. Esto ha abierto nuevas oportunidades, y en estados como Indiana, Michigan y Ohio, el coste de la eólica procedente de aerogeneradores de entre 90 y 120 metros de altura **puede competir con fuentes de energía convencionales como el carbón**. Los precios han caído hasta incluso 4 céntimos por kWh en algunos casos.

El coste por unidad de energía producida se estimaba en 2006 como comparable al coste de la energía producida en nuevas plantas de generación en Estados Unidos procedente del carbón y gas natural. En febrero de 2013 Bloomberg New Energy Finance informó de que **el coste de la generación de energía procedente de nuevos parques eólicos en Australia es menor que el procedente de nuevas plantas de gas o carbón**.

En instalaciones eólicas el coste de la unidad de energía se deduce de:

- El coste inicial o inversión inicial: el coste del aerogenerador incide en aproximadamente el 60 o 70 %. El costo medio de una central eólica es, hoy, de unos 1200 euros por kW de potencia instalada
- La vida útil de la instalación y la amortización de este costo.
- Los costos financieros.
- Los costos de operación y mantenimiento
- La energía global producida en un período de un año, (el factor de planta de la instalación).

7.8 Disminución del precio de la electricidad

La eólica fue la tecnología que más electricidad aportó a España en 2013, lo que ocurría por primera vez en la historia en un año completo. Y España fue el primer país del mundo en que se dio esta circunstancia. El coste final de la factura doméstica de la luz depende de tres grandes componentes: los costes regulados (que en 2015 supusieron alrededor del 44%), el coste de la generación eléctrica (32%) y los impuestos (21%).

Los costes regulados del sistema son el transporte, la distribución, el pago de la deuda y los intereses del déficit de tarifa, el incentivo que se paga a las grandes industrias por reducir su consumo eléctrico en caso de que fuese necesario (interrumpibilidad), los pagos por capacidad a tecnologías convencionales, los incentivos a las renovables y la cogeneración, y los sobrecostes por la generación eléctrica en las islas, donde resulta más caro producir que en la Península.

El coste de la energía se fija en un mercado competitivo (pool) donde las diferentes fuentes de energía ofertan la electricidad para satisfacer la demanda prevista con un día de antelación. Como el coste del viento es cero, los productores de energía eólica pueden ofertar la electricidad a un precio más bajo que otros. Por eso, el precio del mercado eléctrico baja los días de más viento, al desplazar a tecnologías con combustibles más

caros. Al final de mes, se hace una media con los precios de todos los días. Cuanto mayor es la proporción de energía eólica consumida, menos pagan los españoles en su recibo de la luz. Y viceversa.

Influencia de la eólica en los precios de la electricidad en 2015 y 2016

El efecto reductor de la eólica sobre los precios del mercado eléctrico por su bajo coste de generación frente a las tecnologías convencionales fue en 2015 de 12 euros. Esto significa que, si no hubiese existido la tecnología eólica, el precio medio anual del mercado eléctrico hubiera sido de 62,32 euros/MWh, un 23,8% más alto.

Es decir, que la totalidad de los 246 TWh que ha demandado la economía española (peninsular) a lo largo de 2015 hubieran costado 2.952 millones de euros más. Si a esta cifra se le restan los 1.254 millones que recibirán los parques eólicos en 2015 en concepto de incentivos, el ahorro neto para los españoles es de 1.700 millones de euros.

En enero de 2016 la eólica ha recuperado el primer puesto como primera tecnología del sistema, con una producción de un 25,7% superior a la del mismo periodo del año anterior, y ha cubierto el 27% de la demanda, según datos de REE.

El precio PVPC medio de la electricidad en enero 2016 fue un 20% inferior al del mismo mes de 2015. El ahorro para un consumo medio de 600 kWh/mes sería de 15,5€. El precio medio del pool (OMIE) se situó en 36,53 €/MWh frente a los 51,6 €/MWh de enero 2015 (un 29% menos). Lo que significa que un consumidor industrial medio (200 MW/mes) se habría ahorrado 3.014 € en la factura de enero en el coste de energía.

Como se puede ver en el primer gráfico (figura 10.15), durante los meses de más el precio del mercado es más bajo que en los meses de verano-otoño, cuando sopla menos el viento.

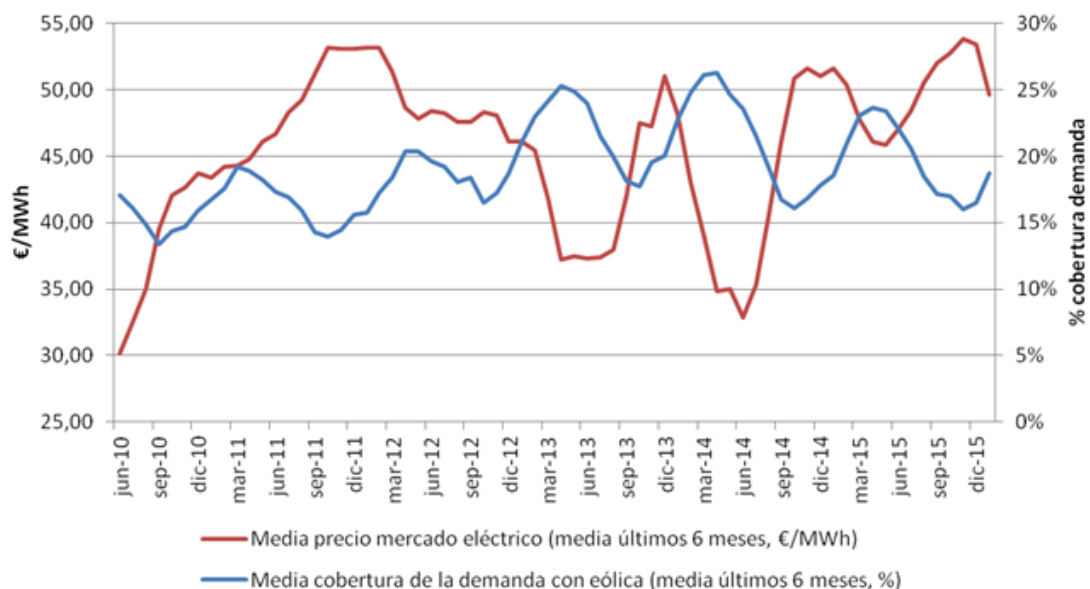


Figura 7.15.- cobertura de la demanda con eólica y precios del mercado eléctrico (2010-2016)

Para un día en concreto también podemos ver este efecto reductor del precio del mercado que produce la eólica. Se muestra en la figura 10.16, para el 2 de septiembre de 2016, donde se aprecia que conforme la cobertura de la demanda eólica aumenta el precio horario del PVPC disminuye.

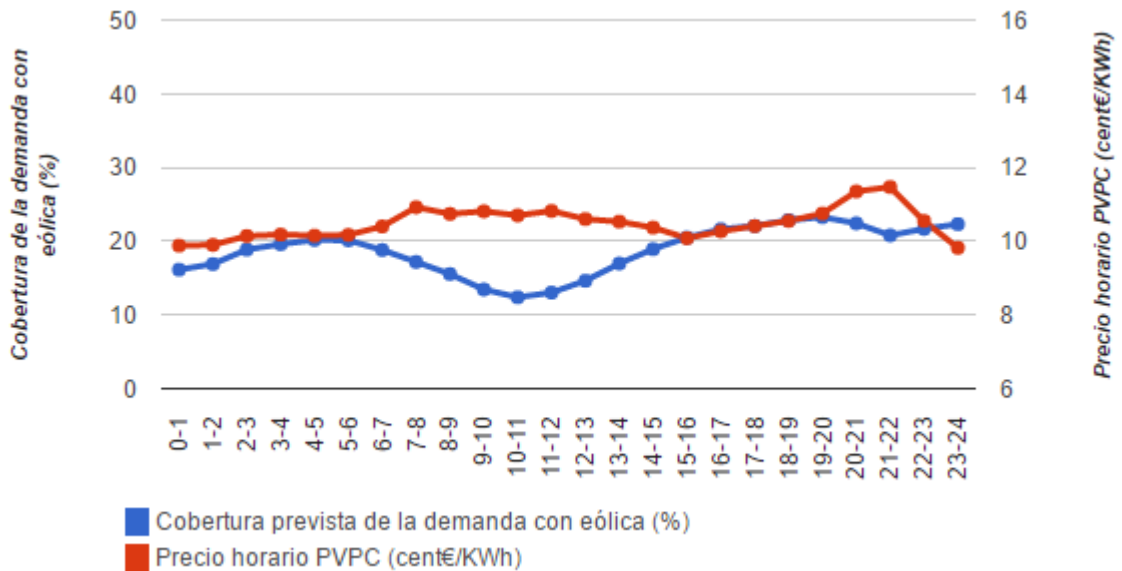


Figura 7.16.- cobertura eólica de la demanda y precio horario del PVPC (12-9-2016)

7.8.1 Relación primas/disminución del precio de la energía eléctrica

Resulta obvio que las energías renovables aportan significativas ventajas. En primer lugar, su impacto sobre el entorno es reducido como también lo es su menor emisión de gases de efecto invernadero. En segundo lugar, evita tener que recurrir a los escasos recursos fósiles de nuestro país y permite aumentar nuestra soberanía energética además, permiten la generación distribuida de energía cercana a los puntos de consumo (aumento de eficiencia del sistema). Como todos estos aspectos no están recogidos en el coste de la producción de energía y como los productores que finalmente vendan su energía serán determinados por el mercado eléctrico ya liberalizado, la forma de potenciar el desarrollo de estas energías disponibles consiste en la instauración de un sistema de primas que las coloque en una situación más competitiva a la hora de acudir al mercado eléctrico.

Ahora bien, renunciar a un sistema eléctrico con gestión pública y pasar a un sistema liberalizado donde las ventajas de las energías renovables se internalizan mediante primas no es totalmente equivalente. En primer lugar, las primas tienen que estar perfectamente diseñadas para lograr su objetivo sin que aparezcan mecanismos contraproducentes, pero es que además, las primas han sido duramente criticadas desde algunos sectores que las consideran una intervención no deseable del estado en el libre mercado eléctrico, obviando que se trata de una “internalización de ventajas”. Como consecuencia las primas han resultado muy desprestigiadas y son a menudo acusadas de ser las únicas responsables del aumento del precio de la electricidad o del aumento del déficit de tarifa. Estas acusaciones pasan por alto los ahorros ocasionados por la disminución del coste de la energía que ocasiona el hecho de que las primas desplacen la curva de oferta del mercado a la derecha haciendo que el precio de casación al que se retribuyen todos los productores de energía que entren a mercado sea menor.

Existen informes que estiman que el ahorro ocasionado por este desplazamiento de la curva es del mismo orden que las propias primas. Por último, para rebatir el argumento de que las primas a las renovables son la causa del aumento del déficit tarifario no hay más que revisar todos los aspectos que se financian mediante la componente regulada de la tarifa eléctrica para darse cuenta de que no son las primas a las renovables las únicas responsables de dicha componente. Desde que acabo el proceso de liberalización del mercado eléctrico, es decir, entre 2007 y 2009, las primas al régimen especial han supuesto aproximadamente el 27 % de la componente regulada de la tarifa que a su vez representa la mitad de lo que pagamos en nuestra factura de la luz, es decir suponen el 13.5 % de nuestra factura eléctrica.

8 Procedimientos de operación

8.1 Introducción

Red Eléctrica recoge los procedimientos de operación, de carácter técnico e instrumental, necesarios para realizar una adecuada gestión técnica del sistema eléctrico peninsular y los sistemas eléctricos no peninsulares.

Básicamente la normativa aplicable está recogida en los siguientes Procedimientos de Operación de REE, donde el PO 3.7 es un procedimiento de operación insular y no peninsular, los restantes son procedimientos de operación peninsulares.

8.2 Procedimientos de operación que recogen la normativa aplicable

- **P.O 3.1 Programación de la generación:** El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de las nominaciones de programas derivados de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

- **P.O. 3.2 Resolución de Restricciones Técnicas:** El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y en los programas resultantes de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

- **P.O.-3.3 Gestión de desvíos:** El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario (MI) y hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión.

- **P.O. 3.7 Programación de la generación de origen renovable no gestionable:** Su objeto es establecer las medidas de Operación del Sistema oportunas, que permitan la máxima integración posible de la potencia y energía a la generación de origen renovable no gestionable, compatible con la operación segura y estable del Sistema.

Por lo tanto queda establecida, tanto la prioridad de despacho de las energías renovables no gestionables, como la operativa a aplicar para la resolución de las restricciones técnicas.

La mayoría de los productores de régimen especial utilizan los servicios de un representante para gestionar la venta de su energía en el mercado.

El servicio de la representación no sólo beneficia a sus clientes sino también al Operador del Sistema, al Operador del Mercado y a la CNE.

- **P.O. 10.8: códigos universales para puntos frontera de clientes y productores de régimen especial**: El objeto de este documento es definir el procedimiento de asignación de códigos de puntos frontera, puntos de medida y registradores asociados a suministros de clientes y productores de régimen especial (CUPS) de acuerdo a lo indicado en el Reglamento unificado de puntos de medida.

- **P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas**: el presente procedimiento de operación establece los requisitos que han de cumplir las distintas instalaciones de producción en régimen especial a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, en cumplimiento de lo establecido en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 436/2004.

9 Evolución de la normativa de la energía eólica

Las razones del crecimiento de la energía eólica en la primera década del siglo XXI son varias pero entre ellas destacan tanto la madurez tecnológica como los sucesivos Reales Decretos que, mediante incentivos económicos, han apoyado este desarrollo. Sin embargo, en la actualidad, la legislación española ha resultado notablemente perjudicial.

El Plan Energético Nacional 1991-2000 incentiva la producción con energías renovables y, mediante la Ley 40/1994 del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), se consolida el concepto de régimen especial. Así, el Real Decreto 2366/1994 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes renovables, regula la energía eléctrica del régimen especial.

Todos los Reales Decretos desarrollados en este punto están derogados a excepción de la Ley 54/1997

En la Figura 2-1 se muestran los principales desarrollos legislativos que han guiado la evolución de la regulación del sector eléctrico desde la década de 1990. El RD 900/2015 sobre instalaciones de autoconsumo también se podría incluir al final de dicha imagen.

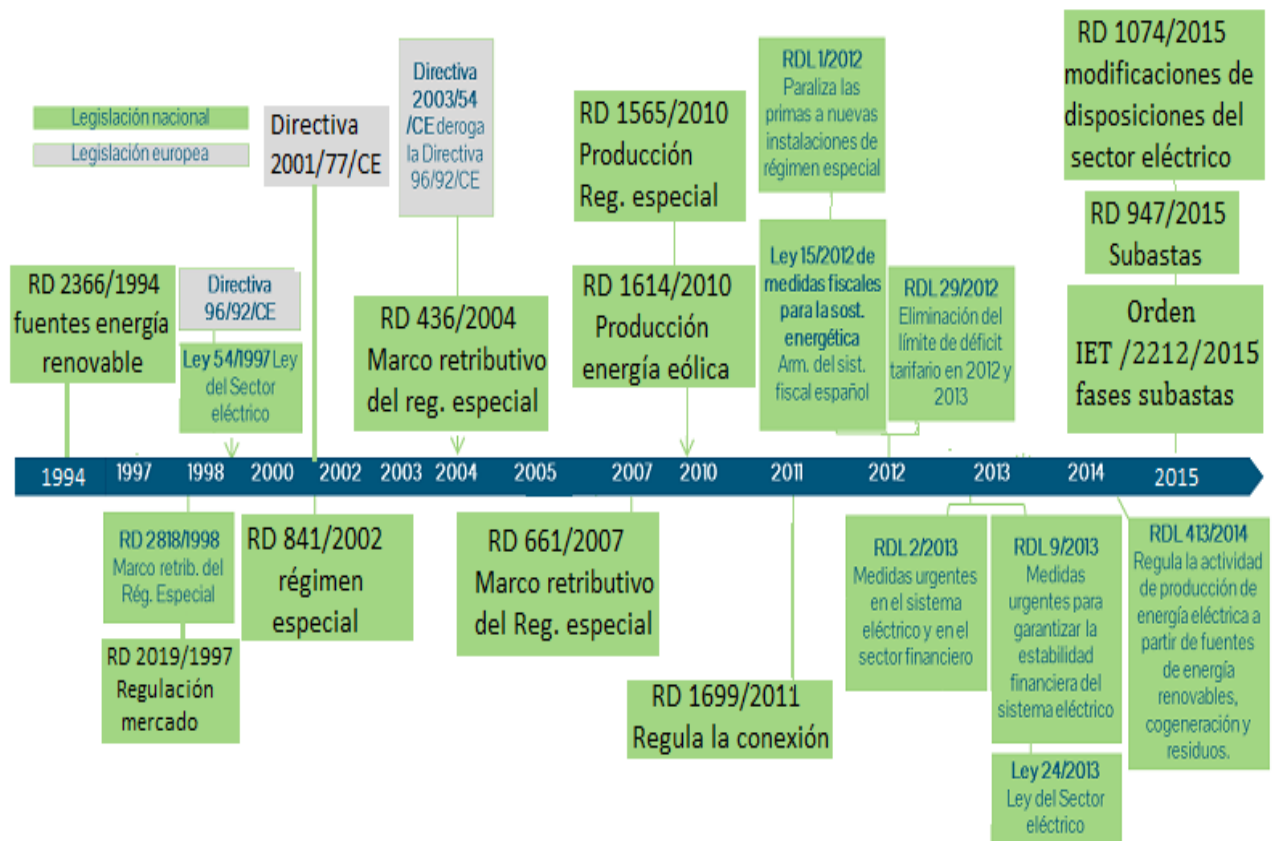


Figura 9.1.- Legislación del sector eléctrico nacional respecto a la energía eólica.

9.1 RD 2366/1994. (DEROGADO)

De 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. Refunde la normativa existente.

La **Ley 82/1980** sobre conservación de energía. Establece en el capítulo 11 del Título I las líneas básicas del régimen económico de este tipo de producción eléctrica.

Capítulo III: régimen económico

Cualquier instalación eólica menor o igual a 100MVA se puede acoger al régimen especial y quedarán dentro del grupo "a".

- El precio medio que las empresas distribuidoras abonan a los productores por la energía entregada a la red tendrá en cuenta los costes evitados del sector eléctrico por concepto de generación de transporte y distribución.
- Las instalaciones con potencia superior a 25 y no entren en la planificación del artículo 3 el precio de los excedentes vertidos a la red de servicio público. será el «coste evitado variable».
- Para instalaciones de potencia inferior a 25 MVA. o las de cualquier potencia que estén incluidas en la planificación de acuerdo con el artículo 3 el precio de los excedentes vertidos a la red de servicio público tendrá en cuenta los costes evitados a largo.

- El **precio de venta** de la energía cedida por los productores al sistema eléctrico tendrá una estructura biónica y estará compuesto por un término de facturación de la potencia y un término de facturación de la energía cedida. Y cuando proceda por recargos o descuentos como consecuencia de la discriminación horaria o del factor de potencia.
- La facturación total por la venta de energía: $FT = (PF \times Tp + Ec T_e \pm DH \pm ER) K_f - AI$

En la que:

FT = Facturación en pesetas.

PF = Potencia a facturar: el productor podrá optar por garantizar una potencia para todos los períodos horarios, dos potencias diferentes, una para los períodos de punta y llano y otra para los períodos de valle o potencias distintas para cada uno de los períodos horarios (punta llano y valle).

Tp = Término de potencia. Artículo 14

Ec = Energía cedida en kWh.

T_e = Término de energía: artículo 14

DH = Complemento por discriminación horaria. Artículo 16

ER = Complemento por energía reactiva. Artículo 16

K_f = Coeficiente: artículo 18

AI = Abono por incumplimiento de potencia: en dicho caso el productor abonará a la empresa distribuidora la diferencia de energía resultante en cada período al precio correspondiente al período de incumplimiento.

- Los precios de los términos de potencia y energía para las instalaciones eólicas son los que se muestran en la siguiente imagen:

Tabla 9.1.-términos de potencia y energía

Tipo de instalación	Potencia instalada — MVA	T _p — Pesetas/kW y mes	T _e — Pesetas/kWh
Grupo a	$P \leq 100$	344	11,47

Los términos de potencia y energía recogidos en el cuadro anterior corresponden a los valores del año 1994, de las siguiente tarifa: Grupo a: Tarifa 1.2.

9.1.1 Cálculo de la retribución

Venta (a tarifa 1.2): retribución = Tarifa regulada + complementos

Nos encontramos dentro del Marco Legal Estable (MLE): normativas que regularon, desde 1988 hasta el 1997, la determinación de las tarifas eléctricas españolas.

9.2 Ley 54/1997 (VIGENTE con la revisión de diciembre 2013)

De 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Dicha Ley establece la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible.

En la generación de energía eléctrica, se reconoce el derecho al libre mercado. La retribución económica de la actividad se asienta en la organización de un mercado mayorista. Se abandona el principio de retribución a través de unos costes de inversión

fijados administrativamente a través de un proceso de estandarización de las diferentes tecnologías de generación eléctrica. El transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. La retribución del transporte y la distribución continuará siendo fijada administrativamente.

La presente Ley incorpora a nuestro ordenamiento las previsiones contenidas en la **Directiva 96/92/CE**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad.

Por último, la presente Ley hace compatible los anteriores objetivos con otros como que el régimen especial de generación eléctrica y el fomento de las energías renovables mejoran su encaje en nuestro ordenamiento.

9.3 RD 2019/1997 (DEROGADO por el RD 436/2004)

De 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

El objeto es **desarrollar** el contenido de la **Ley 54/1997** en lo que se refiere al mercado de producción, y constituye el núcleo de su regulación.

En primer lugar establece la estructura básica del mercado de producción distinguiendo cuatro unidades dentro de él: el mercado diario, el mercado intradiario, el de servicios complementarios y la contratación bilateral.

A continuación consigna la tipología y requisitos que deben reunir los agentes del mercado para poder participar en cada uno de los mercados integrantes del de producción.

Después de referirse a la forma de presentar las ofertas, de efectuar la casación de las mismas y de comunicar sus resultados, aborda la resolución de las restricciones técnicas, la prestación de los servicios complementarios, el programa intradiario, y la programación final, sentando los principios generales para el detallado desarrollo posterior de dichas cuestiones. Se ocupa también del Comité de Agentes del mercado, del Operador del Sistema y, con bastante énfasis, de los fundamentos de los intercambios internacionales, ya sean comunitarios como con países terceros

9.4 RD 2818/1998 (DEROGADO por el RD 436/2004)

De 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. (Deroga el Real Decreto 2366/1994)

La **Ley 54/1997** establece un libre funcionamiento basado en la libre competencia y la existencia de un **régimen especial** de producción de energía eléctrica, como régimen diferenciado del ordinario. Aunque el régimen especial ha venido siendo regulado desde el año 1980, dicha Ley hace obligada la promulgación del presente Real Decreto para adecuar el funcionamiento de dicho régimen. El presente Real Decreto desarrolla la Ley 54/1997, con las modificaciones que introduce la Ley 66/1997. Por lo tanto establece unos **incentivos** para las instalaciones que lo necesitan para situarse en posición de competencia en un mercado libre.

Capítulo IV: régimen económico

Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto aquellas instalaciones de producción de energía eólica con potencia eléctrica instalada inferior o igual a 50 MW y quedarán dentro del grupo b.2.

- **Precio por la energía eléctrica entregada** (proveniente de instalaciones en régimen especial) será:

$$R = P_m + P_r \pm ER$$

siendo:

R = retribución en pesetas/kWh.

P_m = precio de mercado según lo especificado en el artículo 24 de este Real Decreto.

P_r = prima, para el caso del b.2 será de 5,26 pesetas/kWh

ER = complemento por energía reactiva, que será aplicado a la suma de P_m y P_r. Será el considerado con carácter general en la normativa sobre tarifas, con la diferencia de que si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuere superior a 0,9 el complemento será un abono para el productor y, si fuere inferior, un descuento.

Las primas para las instalaciones eólicas de potencia instalada superior a 50 MW tendrán derecho a una prima de 1 peseta/kWh.. No obstante lo anterior, estas instalaciones, de acuerdo con el artículo 23.1 de la Ley del Sector Eléctrico, deberán efectuar ofertas económicas de venta de energía a través del operador del mercado.

9.4.1 Cálculo de la retribución

Es el primer R.D. de apoyo al desarrollo de las energías renovables establecía dos tipos de ayudas a las que podían acogerse las unidades de generación mediante energía eólica:

Opción A: Recibir una tarifa fija por cada kilovatio-hora que generen y viertan a la red (a mayores podía haber unos complementos)

Opción B: Recibir una ayuda extra (prima) además del precio de casación de mercado por cada kilovatio-hora que vendan a través del mercado mayorista. En el caso de este R.D. la prima reconocida era constante.

9.5 Directiva 2001/77/CE: energías renovables

Los EEMM hacen que el origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables pueda garantizarse. Velarán por que se expidan garantías de origen.

La primera directiva se publicó en 2001 y su objetivo era la promoción de la electricidad producida por fuentes renovables. En ella se establecía como objetivo que en 2010 el 21% de la electricidad consumida en la UE en su conjunto, proviniera de fuentes renovables. Sólo establecía objetivos orientativos para cada país.

En la segunda directiva, que sustituye a la anterior y fue publicada en 2009, se pretende lograr el objetivo general de que, en el año 2020, el 20% de la energía consumida provenga de fuentes renovables junto con el específico de que el 10% del consumo de combustible para el transporte provenga asimismo de fuentes renovables. El objetivo comunitario del 20% se reparte en objetivos nacionales obligatorios, con objetivos intermedios indicativos y con cierta flexibilidad para el cumplimiento de los objetivos nacionales (

9.6 RD 841/2002 (DEROGADO por el RD 436/2004)

El Real Decreto 841/2002 por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, desarrolla el Real Decreto Ley 6/2000, y establece la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia >50 MW, que quedan así incluidas en el régimen ordinario. Además, se permite la opción de contratación entre generadores en régimen especial y comercializadores, percibiendo la **prima** correspondiente por la energía vendida.

9.6.1 Cálculo de la retribución

Venta mercado: retribución = Precio mercado + prima (para potenciar fuentes de energía)

9.7 RD 436/2004 (DEROGADO por el RD 661/2007)

El Real Decreto 436/2004, (que deroga al Real Decreto 2818/1998) por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico y establece el esquema legal y económico para el régimen especial, con el fin de consolidar el marco regulador y crear así un sistema estable y previsible. El titular de la instalación tiene **dos alternativas** para la remuneración de la energía eléctrica generada:

- **Vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada**, cuyo importe depende de la potencia y de los años transcurridos desde la fecha de puesta en marcha de la instalación, imputándose el coste de los desvíos.
- **Vender la electricidad libremente en el mercado**, acudiendo directamente al mismo o bien a través de un contrato bilateral o a plazo con una comercializadora, percibiendo por ello el precio de mercado más un incentivo por participar en él, así como una **prima**. La prima consistirá en un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002.

Instalaciones del subgrupo b.2.1 (instalaciones eólicas en tierra) de no más de 5 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento

Resto de instalaciones del subgrupo b.2.1:

Tarifa: 90 por ciento durante los primeros cinco años desde su puesta en marcha, 85 por ciento durante los 10 años siguientes y 80 por ciento a partir de entonces.

Prima: 40 por ciento.

Incentivo: 10 por ciento

9.7.1 Cálculo de la retribución

Venta a tarifa: retribución = tarifa

Venta mercado: Retribución = precio mercado + Prima + Incentivo

9.8 RD 661/2007 (DEROGADO por el RD-Ley 9/2013)

9.8.1 Estructura

El real decreto se estructura en cuatro capítulos. El capítulo I define el objetivo de la norma y especifica las instalaciones que tienen la consideración de régimen especial, clasificándolas en categorías, grupos y subgrupos; el capítulo II regula el procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial; el capítulo III, los derechos y obligaciones de los productores en régimen especial, y el capítulo IV, el régimen económico.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. La actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante una prima en los términos que reglamentariamente se establezcan.

El marco económico del real decreto 661/2007 desarrolla los principios de la **Ley 54/1997**, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable.

El RD 661/2007 **sustituye al Real Decreto 436/2004**, por el que se establece la metodología para la actuación del régimen jurídico y económico del régimen especial. El esquema retributivo establecido en el RD 436/2004, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, debe ser modificado, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia.

Para ello se mantiene un sistema análogo al del Real Decreto 436/2004, en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En éste último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente ligados a los precios del petróleo en los mercados internacionales.

Para el caso particular de la energía eólica, además se iniciará en 2007 un estudio del potencial eólico evacuable a la red, cuyos resultados se tendrán en cuenta en la planificación futura de infraestructuras eléctricas para el período 2007-2016.

Disposiciones del RD 661/2007:

- adicionales. Destaca la séptima: las instalaciones eólicas tendrán un complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

- transitorias. Destaca la séptima: Repotenciación de instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001:

2. Se establece un objetivo límite de potencia, de 2000 MW adicionales a la potencia instalada de las instalaciones.

3.- (**suprimido**) podrá determinarse el derecho a una prima adicional de 0,7 c€/kWh.

5. Siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda.

-derogativa única: deroga el RD 436/2004

9.8.2 Artículos relevantes

Capítulo I

Artículo 1: el objeto de este decreto es:

1) El establecimiento de un régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004.

Artículo 2: el grupo b.2. es el referido a instalaciones eólicas.

Capítulo III

Artículo 16: El titular de la instalación y la empresa distribuidora suscribirán un contrato por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos.

Artículo 18:

d) Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW, deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema.

e) Las instalaciones eólicas están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3 (anteriormente descrito). Esta obligación será condición necesaria para la percepción de la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en Reales Decretos anteriores vigentes con carácter transitorio. Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción del precio del mercado, en lugar de la tarifa misma.

Capítulo IV

Artículo 24. Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

Para vender, su producción neta de energía eléctrica, los titulares deberán elegir una de las opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una **tarifa regulada**, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio-hora.

b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el **precio** que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una **prima** en céntimos de euro por kilovatio-hora.

2. En ambos casos, el titular de la instalación deberá observar las normas contenidas en la sección 2.ª de este capítulo IV.

4. Podrán elegir, por períodos no inferiores a un año la opción que les convenga.

Artículo 25. Tarifa regulada.

La tarifa regulada a que se refiere el artículo 24.1.a) consiste en una cantidad fija, única para todos los periodos de programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

Artículo 27. Prima.

1. La prima a que se refiere el artículo 24.1.b) consiste en una cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

2. Para ciertos tipos de instalaciones pertenecientes a la categoría b), se establece una prima variable, en función del precio del mercado de referencia.

Para éstas, se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario. Para el resto de posibilidades contempladas en la opción b) del artículo 24.1, el precio del mercado de referencia será el precio que resulte de acuerdo a la aplicación del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

La prima a percibir en cada hora, se calcula de la siguiente forma:

i. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.

ii. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.

iii. Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.

iv. Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.

3. La prima o, cuando corresponda, prima de referencia, así como los límites superior e inferior se determinan en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación.

Artículo 28. Complemento por Eficiencia.

Artículo 29. Complemento por energía reactiva.

Artículo 31. Participación en el mercado. Las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 realizarán la venta de su energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado.

Artículo 36. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b).

Tabla 9.2.- tarifas y primas correspondientes a las instalaciones eólicas en tierra (grupo b.2.1)

b.2	b.2.1	primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275
		a partir de entonces	6,1200	0,0000		

Artículo 38. Tarifas para instalaciones de la categoría b), grupo b.2: energía eólica.

1. Para las instalaciones del subgrupo b.2.2, se establece una tarifa máxima con un valor de 14,8557c€/kWh.

Artículo 45. Instalaciones con potencia superior a 50 MW.

1. Las instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW descritas en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción neta de electricidad.

Artículo 50. Penalización por incumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente.

1. A aquellas instalaciones que en un año no hayan podido cumplir el rendimiento eléctrico equivalente exigido de acuerdo al anexo I del presente real decreto y que no hayan efectuado la comunicación a que hace referencia el artículo 49, les será de aplicación, durante ese año, el régimen retributivo contemplado en el presente real decreto o en Decretos anteriores vigentes con carácter transitorio, aplicado a la electricidad que, de acuerdo con los valores reales y certificados de calor útil en dicho año, hubiera cumplido con el rendimiento eléctrico equivalente exigido.

La diferencia entre la electricidad generada neta en el mencionado año y la que hubiera cumplido con el rendimiento eléctrico equivalente exigido no recibirá prima, en caso de acogerse a la opción de venta a mercado o bien será retribuida con un precio del mercado en caso de acogerse a la opción de venta a tarifa regulada.

3. El incumplimiento a que hace referencia los apartados primero y segundo podrá producirse una sola vez a lo largo de la vida útil de la planta. En caso de producirse un segundo incumplimiento, quedará revocado el derecho a la aplicación del régimen económico regulado en este real decreto o en Reales Decretos anteriores vigentes con carácter transitorio y podrá incoarse, en su caso, el procedimiento sancionador correspondiente.

9.8.3 Cálculo de la retribución

La prima a recibir depende del precio del mercado. Es el mecanismo “**cap and floor**”: si el precio en el mercado es bajo la prima aumenta hasta un límite, cap, pero si el precio en él es alto la prima disminuye hasta otro límite, floor. Esto garantiza una rentabilidad mínima de las instalaciones eólicas y se evitan sobre-remuneraciones. Durante los años posteriores al R.D.436/2004 la opción de precio de mercado más primas resultaba más atractiva, sin embargo durante el R.D. 661/2007 se hizo más rentable la opción de tarifa fija. Las siguientes gráficas ofrecen la evolución del importe recibido por los generadores eólicos acogidos a la modalidad de tarifa (izquierda) y primas que se añaden a la retribución de mercado (derecha).

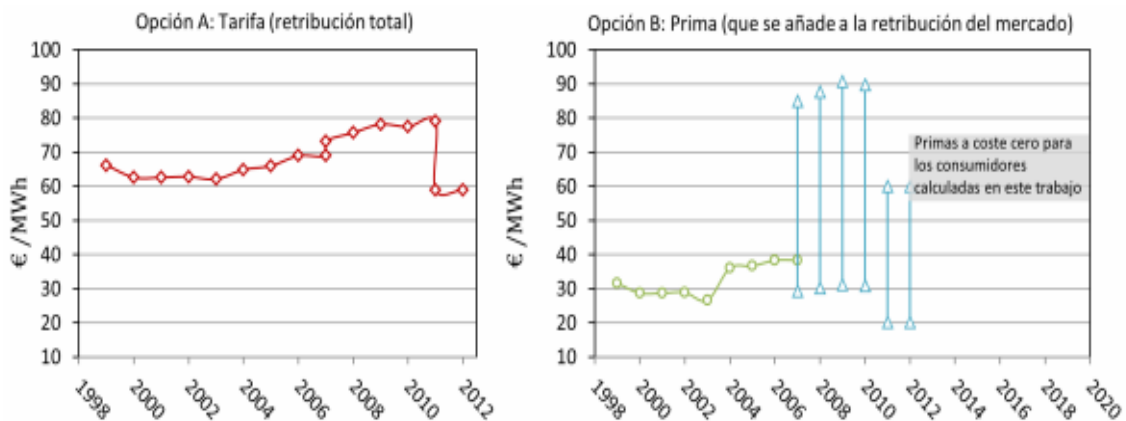


Figura 9.2.- Evolución del importe recibido por generadores eólicos. Fuente AEE

Régimen económico del Régimen especial:

- Las instalaciones deben optar por una opción de venta mínimo un año
- Las opciones de comercialización son:
 - a) A tarifa regulada: precio de venta = Tarifa
 - b) En el mercado: Precio de venta = precio de mercado + prima

En el caso de la energía eólica (tierra y off-shore) la Potencia debe ser menor a 5 MW.

- Primeros 20 años: Tarifa regulada = 7,3228 c€/kWh; prima de referencia = 2,9291
- A partir de entonces: Tarifa regulada = 6,12 c€/kWh; prima de referencia = 0,00

En ambos casos se facturan complementos y costes por desvíos

9.9 RD 1565/2010 (DEROGADO en 2014)

De 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Modifica el **RD 661/2007** en ciertos aspectos, los más destacables:

- Artículo 29. Régimen de energía reactiva

-En los artículos 14.2, 18, 22.2, 23.6, 49.1 y 50.1, en la disposición adicional tercera y en la disposición transitoria quinta, 2, la expresión «precio equivalente al precio final horario del mercado», se sustituye por «precio del mercado».

9.10 RD 1614/2010 (DEROGADO en 2014)

De 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de **producción** de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

Introdujo el nº de horas equivalentes. Se define el **número de horas equivalentes** de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica como el cociente entre la producción neta anual en kWh y la potencia nominal de la instalación en kW.

Limita las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima. Para las instalaciones de tecnología eólica en tierra el número de horas equivalentes de referencia será de 2.589 horas/año cuando en un año natural, la media de horas de funcionamiento anual de la totalidad de las instalaciones de tecnología eólica en tierra con inscripción definitiva, sin considerar aquellas que hubieran sido objeto de una modificación sustancial con fecha posterior a la entrada en vigor del presente real decreto, supere las 2.350 horas/año. En caso de no superar las 2.350 horas/año referidas, no se aplicará limitación por número de horas equivalentes de referencia.

Hace **Revisión** de las **primas** de las instalaciones de tecnología eólica del **Real Decreto 661/2007**:

Para las instalaciones de tecnología eólica acogidas al Real Decreto 661/2007 y de potencia superior a 50 MW, cuya retribución estuviera vinculada a la de las anteriores, se establecen como valores de prima de referencia, los correspondientes a la fecha de entrada en vigor del real decreto multiplicados por 0,65.

9.10.1 Cálculo de la retribución

La tabla “Tarifa y prima de los generadores eólicos” muestra la evolución del importe recibido (en €/MWh) por los generadores eólicos acogidos a la modalidad de tarifa y prima reconocidas en los diferentes Reales Decretos.

Tabla 9.3.- Tarifa y prima de los generadores eólicos

R.D. vigente	Año	Tarifa	Prima fija	Prima Referencia	Cap	Floor
R.D. 2818/1998	1999	66.200	31.600			
	2000	62.600	28.700			
	2001	62.600	28.700			
	2002	62.800	28.900			
	2003	62.100	26.600			
R.D. 436/2004	2004	64.865	36.036			
	2005	65.974	36.652			
	2006	68.929	38.294			
	2007	68.929	38.294			
R.D. 661/2007	2007	73.228		29.291	84.944	71.275
	2008	75.681		30.272	87.790	73.363
	2009	78.183		31.273	90.692	76.098
	2010	77.471		30.988	89.866	75.405
	2011	79.084		31.633	91.737	76.975
R.D. 1614/2010	2011	58.942		20.142	60.100	45.340
	2012	58.942		20.142	60.100	45.340

La introducción de un cupo de potencia instalada anualmente que se promulgó mediante el **R.D.-Ley 6/2009** supuso un frenazo al desarrollo de esta tecnología, ya que la capacidad y el ritmo de instalación que estaba desarrollando la industria eólica durante los años anteriores era notablemente superior al cupo anual que estableció la nueva legislación. Aunque se permitió la instalación de parte de los cupos establecidos para 2010 y 2011 antes de que comenzaran estos años, lo cierto es que, tanto esta medida como la ausencia de una normativa estable que indicara las condiciones en las que se desarrollaría el mercado eólico en un futuro próximo, han resultado particularmente dañinas para la industria eólica española. Adicionalmente es destacable el hecho de que el **R.D.1614/2010** supuso una reducción del 35 % de la primas de referencia durante los años 2011 y 2012 con respecto a al R.D.-Ley 6/2009.

9.11 RD 1699/2011 (VIGENTE con la revisión de octubre 2015)

De 18 de noviembre, por el que **se regula la conexión** a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. (Se modifica el Real Decreto 1955/2000)

Afecta a instalaciones eólicas de potencia no superior a 100kW

9.12 Situación actual en España: La reforma energética

Desde finales de la década de los 90 hasta 2011, fruto de un entorno regulatorio estable del que se derivaba una retribución predecible y adecuada para la energía eólica, se instalaron en España más de 20.000 MW de capacidad de esta tecnología. Sin embargo, la crisis económica y de tendencia creciente del déficit de tarifa del sector eléctrico, hicieron que el Gobierno aprobara medidas orientadas a la reducción del coste que suponen estas tecnologías al sistema.

Con fecha más reciente, la **cancelación total de todos los cupos anuales sujetos a subvención** promulgada mediante el **R.D.1/2012** no hace sino agravar este problema y se traduce en que el objetivo de 35 GW de potencia instalada eólica en 2020 que declara el Plan Nacional de Energías Renovables 2010-2020 sea prácticamente imposible de alcanzar. En la figura 8.5 se muestra la evolución de la potencia eólica en España y el notable efecto que la aparición de las diferentes legislaciones ha tenido en la potencia instalada anualmente. Las flechas indican las fechas de publicación de la legislación más relevante en materia de primas recibidas por la energía eólica. El área rayada en 2009 representa la potencia perteneciente a cupos de años posteriores cuya instalación se adelantó a 2009. Es por ello que la limitación de potencia mediante cupos anuales no se pone de manifiesto justo después de la publicación del R.D.-Ley 6/2009 sino que se retrasa un año.

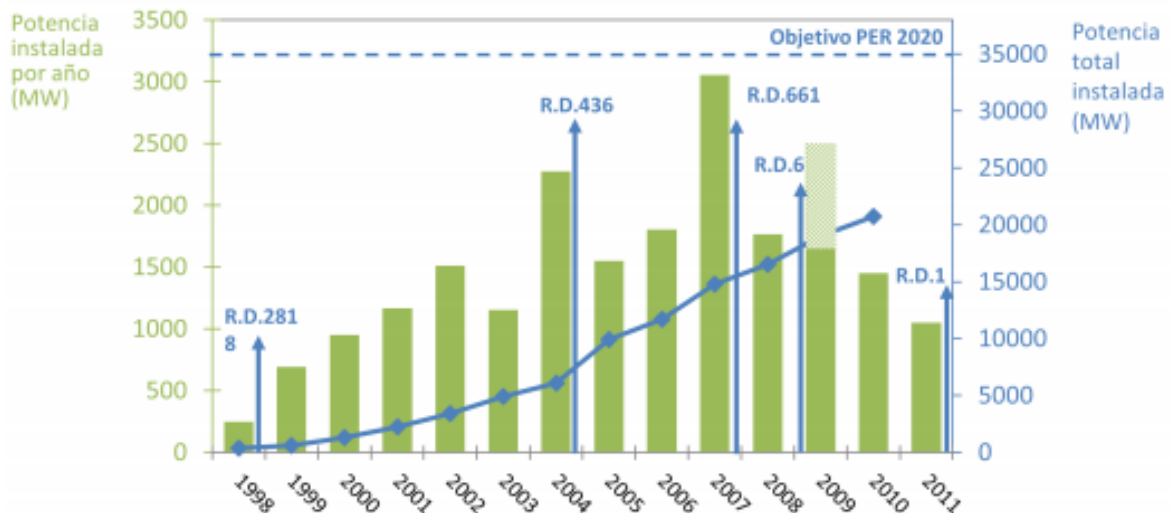


Figura 9.3.- efecto de las legislaciones en la evolución de la potencia eólica

En enero de 2012, con el fin de solucionar el problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico, se aprobó el **Real Decreto-ley 1/2012**.

9.13 RD – Ley 1/2012 (VIGENTE sin ninguna revisión)

De 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la **supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones** de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes **de energía renovables** y residuos.

Se **suprimen las tarifas reguladas** en el RD 661/2007, el **complemento por eficiencia** y el **complemento por energía reactiva** reguladas en el RD 661/2007 y también se suspende el **procedimiento de preasignación** de retribución (moratoria verde).

A esta primera reforma del sector (Real Decreto-ley 1/2012), le siguieron el Real Decreto-ley 13/2012, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y el Real Decreto-ley 20/2012 de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

9.14 Ley 15/2012 (VIGENTE sin ninguna revisión)

Más tarde, se adoptó la **ley 15/2012** (del 27 de diciembre) de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. En ella se marca la creación de nuevos impuestos para el sector eléctrico con fines estrictamente recaudatorios con la intención de reducir el déficit eléctrico. Por tanto se establece el **Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE)**, que grava la actividad de generación y la incorporación de la energía al sistema eléctrico **con un tipo impositivo de un 7%**.

A finales del año 2012, se aprobó el Real Decreto-ley 29/2012 para la eliminación del límite de déficit tarifario en 2012 y 2013 en el que se corrige o suprime el régimen económico primado para las instalaciones de régimen especial. El 31 de diciembre de 2012 dejaba de ser de aplicación para nuevas instalaciones tanto el Real Decreto

661/2007 por el que se rige el sector, como el Real Decreto-Ley 6/2009 que estableció los **cupos eólicos** vía el Registro de Preasignación.

9.14.1 Cálculo de la retribución

El Real Decreto-ley 1/2012, suspendía los incentivos económicos para nuevas instalaciones de energía renovable, una moratoria verde que no se levantaría ya. Después vendría la Ley 15/2012, con un impuesto sobre la generación del 7%.

10 Normativa vigente de la energía eólica

10.1 RD – Ley 2/2013 (VIGENTE con la revisión de Diciembre de 2013)

Además de todo esto, aún le quedaba una sorpresa desagradable al sector. En febrero de 2013, el Ministerio de Industria aprobó el **Real Decreto-Ley 2/2013**, por el que se introdujeron, con carácter retroactivo al 1 de enero, medidas que suponen la supresión del régimen de mercado más prima y la modificación del sistema de actualización. Se trata de la primera vez que el Gobierno modifica las **condiciones para las instalaciones ya instaladas**. El impacto económico para la eólica de estas medidas, sumado al impuesto del 7% a la generación, será de unos 6.000 millones hasta 2020

En el **Real Decreto-ley 2/2013** se sustituye la metodología por la que se actualizan las retribuciones, tarifas y primas de las actividades del sistema eléctrico vinculadas al IPC, IPC que se sustituye por el IPC subyacente a impuestos constantes. También, se modifica el **Real Decreto 661/2007**, por el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, suprimiendo las primas existentes y eliminando la posibilidad de poder acogerse con posterioridad a la opción de retribución a tarifa a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley opten por vender su energía en el mercado.

El 16 de febrero de 2013 se aprobó la **Orden IET/221/2013**, por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial.

10.2 RD-ley 9/2013 (VIGENTE con la revisión de Diciembre de 2013)

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que deroga el Real Decreto 661/2007, modifica la anterior Ley del Sector Eléctrico (LSE), fija la **rentabilidad razonable con carácter retroactivo** y establece las características del nuevo modelo retributivo. Se abandona el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica establecido desde la Ley 54/1997.

En primer lugar, **desaparece el régimen especial**, pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa y asumir las obligaciones del mercado. Ahora nos encontramos dos tipos de instalaciones: instalaciones de generación RCR (renovables cogeneración y residuos) e instalaciones de generación No RCR (la clasificación la hace REE).

El **nuevo régimen económico** se basa en la percepción, de los **ingresos** de la participación en el **mercado**, con una **retribución adicional** específica otorgada en casos excepcionales por el Gobierno y articulada en:

- Un término por unidad de potencia instalada (€/MW) que cubra los costes de inversión de una instalación que no puedan ser recuperados por la venta de energía. Permite a la instalación poder alcanzar la rentabilidad razonable definida por el Gobierno.

- Un término a la operación (€/MWh) que cubra la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación (para no tener pérdidas de operación durante el proceso de generación de electricidad).

Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán:

- Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- Los costes estándar de explotación.
- El valor estándar de la inversión inicial.

La Ley 24/2013 consagra el principio de rentabilidad razonable, la cual es teórica, no hay garantías de que se cumpla.

10.3 Ley 24/2013 (VIGENTE con la revisión de Julio de 2015)

Establece el nuevo marco regulatorio por el cual se rigen en la actualidad las energías renovables en España. Consagra el principio de **rentabilidad razonable** basado en un modelo analítico establecido en función de una serie de parámetros de retribución.

La modificación de los **parámetros** se realiza de acuerdo con los siguientes criterios:

1.- En la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio (seis años) se podrán modificar todos los parámetros retributivos y, entre ellos el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable. En ningún caso una vez reconocida la vida útil regulatoria o el valor estándar de la inversión inicial de una instalación se podrán revisar dichos valores. Esta rentabilidad razonable es teórica, porque el sistema no asegura que las empresas consigan los ingresos necesarios para alcanzarla.

La rentabilidad razonable se fija para el primer periodo regulatorio en el 7,398%. Como consecuencia, los parques eólicos anteriores a 2004 no reciben Rinv, con excepción de las instalaciones de menos de 5 MW del año 2002.

2.- Cada semiperiodo regulatorio (tres años) se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada.

Asimismo, se ajustan los parámetros retributivos en función de las desviaciones del precio del mercado respecto de las estimaciones realizadas para el periodo de tres años anterior. Se elimina por completo el sistema de retribución bajo el que se realizaron las inversiones y se compensa con un complemento a la inversión basado en un criterio arbitrario ligado a las obligaciones del Tesoro a 10 años más 300 puntos básicos basado en el coste medio ponderado del capital.

El RD 247/2013 establece la normativa por la que se regulan las actividades de Red Eléctrica, atribuyéndole en régimen de exclusividad, el ejercicio de las actividades de transporte y operación del sistema, así como de la función de gestor de la red de transporte. Aunque deroga la práctica totalidad de la anterior ley eléctrica, la Ley 54/1997, mantiene en vigor su disposición adicional vigésimo tercera, que determina la actual estructura societaria para el ejercicio de las actividades desarrolladas por Red Eléctrica.

Finalmente, y desarrollando el Real Decreto-ley 9/2013 se publica el Real Decreto 413/2014. 2014 empezaba sin que se conociesen los incentivos que se iban a recibir, ni las cantidades a devolver, ni el nivel del IVPEE del 7% a pagar sobre la electricidad generada.

10.4 Real Decreto 413/2014. (VIGENTE con la revisión de Diciembre de 2015)

Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. La finalidad de este real decreto es desarrollar los principios ya enunciados en el Real Decreto Ley 9/2013 y en la Ley 24/2013. Para calcular la retribución específica se considera una instalación tipo, los ingresos pasados por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una “empresa eficiente y bien gestionada” según el criterio establecido por el regulador. En lo que se refiere a las nuevas instalaciones, sólo tendrán derecho a incentivos o Rinv las que establezca el Gobierno a través de procedimientos de concurrencia competitiva (subastas).

La Orden Ministerial IET/1045/2014 por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Establece los parámetros retributivos recogidos en la Ley 24/2013. En esta misma Orden Ministerial también se indica la retribución a la operación y la retribución a la inversión para el primer semiperiodo regulatorio que termina en 2016 para todas las instalaciones tipo definidas.

10.4.1 Cálculo de la retribución

Con la nueva regulación, se eliminaban las primas a la producción para pasar a incentivar la inversión, pero sólo en aquellas plantas que el Gobierno considerase que no habían superado aún el umbral de la rentabilidad razonable a lo largo de su vida útil

La nueva retribución a la inversión se basa en el precio del mercado, que se complementa con un incentivo a la inversión realizada (€/ MW) hasta alcanzar una supuesta rentabilidad razonable.

Los valores de los precios estimados del mercado y de los límites anuales superiores e inferiores del precio medio anual del mercado diario e intradiario que estarán vigentes durante el primer semiperiodo regulatorio (hasta el 31 de diciembre de 2016) son los de la tabla siguiente. 2014 terminó con un precio medio del mercado de 42,07 €/MWh, 6,14 euros por debajo de los 48,21 €/ MWh previstos, lo que ha generado una reducción en los ingresos esperados para alcanzar la rentabilidad del 7,39% de casi 350 millones.

	2014	2015	2016	2017 en adelante
Precio estimado del mercado	48,21	49,52	49,75	52,00
LS2 (€/MWh)	56,21	57,52	57,75	60,00
LS1 (€/MWh)	52,21	53,52	53,75	56,00
LI1 (€/MWh)	44,21	45,52	45,75	48,00
LI2 (€/MWh)	40,21	41,52	41,75	44,00

LI: Límite inferior

LS: Límite superior

Figura 10.1.- valores de los precios estimados del mercado y de los límites anuales para el primer subperiodo regulatorio

10.5 Real Decreto 1074/2015

En el Real Decreto 1074/2015, se aclaró que, al igual que ocurría con parques de años anteriores, los puestos en marcha en 2013 debían ser considerados como puestos en marcha el día 1 de enero de 2014 a la hora de calcular sus parámetros económicos.

10.6 RD 947/2015 (SUBASTAS) (VIGENTE sin revisiones)

Establece una convocatoria de **subastas** para el otorgamiento del régimen retributivo específico el cual es el único incentivo (Retribución a la inversión, Rinv) de nueva potencia de 500 MW de eólica.

Repotenciación: Para la tecnología eólica se contempla también la posibilidad de que se le otorgue la Rinv a instalaciones ya existentes que lleven a cabo por lo menos la sustitución de los aerogeneradores por otros nuevos sin uso previo.

Los adjudicatarios tendrían 45 días para solicitar la inscripción en el registro de régimen retributivo específico

10.7 Orden IET/2212/2015

Determina que la **subasta** se celebraría en tres **fases**: precalificación (las empresas entregan datos básicos para presentarse), calificación (se paga una garantía de 20.000 €/MW para poder entrar en la subasta) y subasta, con un ensayo previo.

Las empresas ofertan tramos de bloques de potencia más un CAPEX (inversiones en bienes de capitales) con porcentaje de reducción. Si con el último tramo se superasen los 500 MW, tendrían preferencia las ofertas que cronológicamente se hubiesen hecho antes. Se apuesta por el **sistema marginalista**: marcaría precio la oferta más alta de las que resulten adjudicadas (dentro de los 500 MW). Todos los parques del cupo cobrarían esa Rinv.

10.8 Conclusión

Este nuevo marco regulatorio supone la desaparición del sistema de mercado más prima bajo los que se produjo el desarrollo de la eólica en España. Se pasa de incentivar la generación a incentivar la potencia a instalar provocando, entre otras cosas, que en 2014 y 2015 las empresas exportaron el 100% de las máquinas fabricadas en nuestro país (la potencia eólica no aumentó ni un solo megavatio en España en 2015).

Bajo el nuevo sistema, un **28% de los parques no percibe incentivos** y vive exclusivamente del precio del mercado, mientras el resto de instalaciones recibe una Retribución a la Inversión (Rinv) en función de la potencia instalada. El nuevo sistema regulatorio establece que **las instalaciones han de tener una rentabilidad de un máximo del 7,39% antes de impuestos** en toda su vida útil regulatoria (fuente: AEE). Para calcularla en función de la suma de los ingresos del mercado y la Rinv, el regulador hace una previsión de los ingresos futuros del mercado que percibirán las instalaciones.

Además, las nuevas instalaciones renovables no percibirán incentivos salvo en el caso de que así lo decida el regulador por circunstancias especiales. En ese caso, los incentivos se otorgarán tras un **proceso de subasta**.

El 14 de enero de 2016 se celebró en España la **primera subasta** competitiva para adjudicar la retribución a 500 MW de potencia eólica. Las circunstancias atípicas en que se celebró: fue una convocatoria aislada, de escaso volumen (500 MW es muy poco si se

tiene en cuenta que el volumen habitual de instalación superaba los 1.000 MW anuales en nuestro país), tras varios años de moratoria verde que había dejado en el aire unos 10.000 MW adjudicados en diferentes concursos autonómicos (sector más de dos años paralizado), con un sistema laxo y con unas características no probadas antes en ningún país del mundo. No se exigieron criterios de precalificación más allá de un aval de 20.000 €/MW, en absoluto disuasorio, conlleva el riesgo de que los proyectos no lleguen a materializarse. Además, se remuneró la capacidad en función de una compleja fórmula (las ofertas se hacían no por precio, como es habitual, sino por descuento en el CAPEX), lo que implica que no existen incentivos para producir más; sólo para invertir.

Tuvo un **resultado inesperado**: las ofertas se hicieron con tales descuentos que las instalaciones adjudicadas no recibirán ayudas y sólo tendrán derecho a cobrar el precio de mercado en el caso de que lleguen a desarrollarse. La subasta se saldó con unos descuentos del 100% sobre el CAPEX y el grueso de los proyectos adjudicados fue para tres empresas

Se trata de un resultado que no es representativo de la situación del sector, que sigue precisando incentivos para asegurar las inversiones de cara a un despliegue acorde a los objetivos europeos. Aparte de los 500 MW adjudicados en la subasta, la única potencia eólica con incentivo a finales de 2015 corresponde a los 450 MW del cupo canario, ya incluidos en la Reforma Energética por la necesidad que tienen las islas de abaratar su factura energética a través de la eólica.

¿Cómo se pueden mejorar las futuras subastas en nuestro país? Para empezar, es necesario un calendario de pujas por la totalidad de la potencia identificada por el propio MINETUR. Y que la fecha límite para la puesta en marcha definitiva sea el primer semestre de 2020, para que ese año todas las nuevas instalaciones contribuyan al cumplimiento del objetivo de la Directiva de Renovables.

El precio medio del mercado durante los años 2013, 2014, y 2015 se reflejan en la siguiente imagen.

	2013	2014	2015
Precio medio anual del pool (€/MWh), España	44,26	42,13	50,32

Figura 10.2.- Precio medio anual del pool en España

11 Situación actual del sector eólico

En 2009 se instalaron 1.332 aerogeneradores en los campos españoles. En 2014 se erigieron 13. La industria de la energía generada por el viento y la tecnología que la rodea fueron durante años uno de los motores más activos de las renovables, pero la crisis y las distintas normativas han dejado muy dañado el mercado interno. España sigue siendo, sin embargo, el quinto país que más generadores eólicos fabrica. Las ventas en el extranjero, donde las empresas basan casi de manera íntegra su negocio, han sido el ancla de salvación: el país es quinto exportador mundial y tercero en Europa.

Desde mediados de los años 90, la evolución de la potencia instalada eólica ha aumentado desde un 1,54 % en 1998, a un 21 % del total, como se puede ver en la figura 11.1:

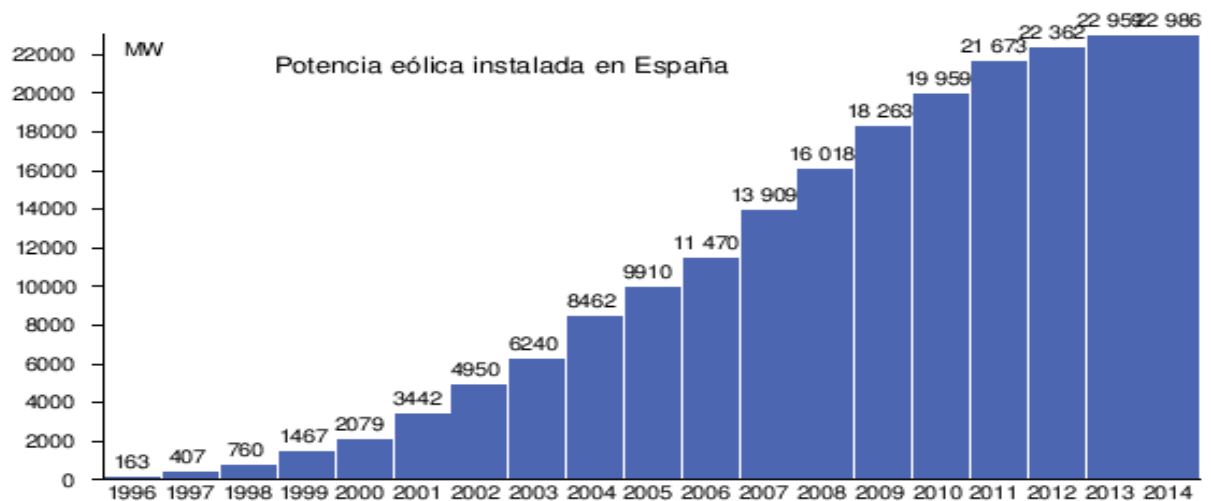


Figura 11.1.- Evolución historia de la potencia eólica

El Sector Eólico en el año 2015 dio unos beneficios económicos, sociales y medioambientales reflejados en la balanza que se muestra en la figura 11.2. Sin embargo los incentivos obtenidos fueron muy escasos.

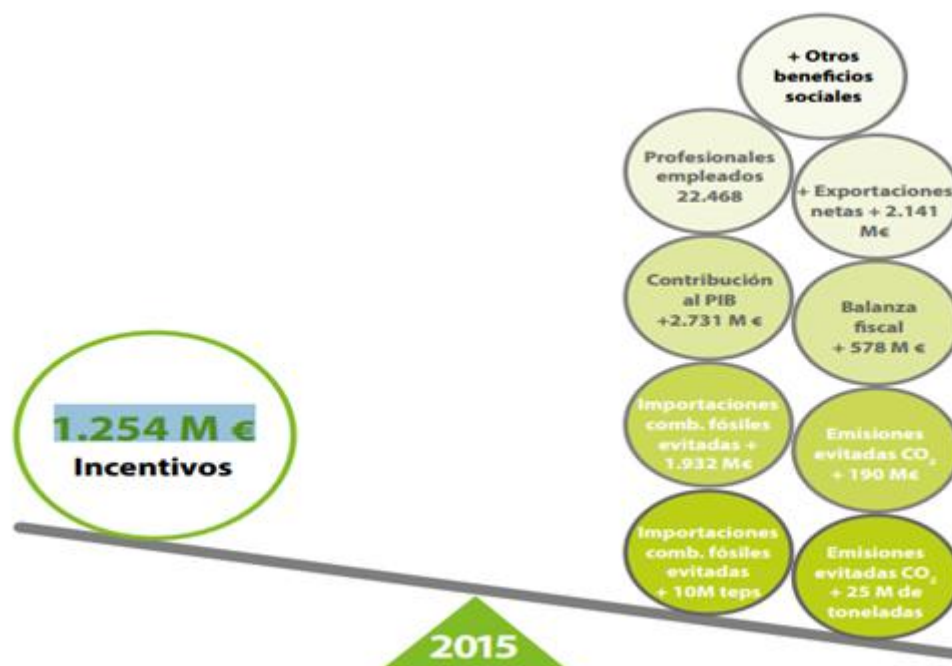


Figura 11.2.- Incentivos de la eólica VS beneficios económicos sociales y ambientales en 2015

11.1 Producción de energía eléctrica

En abril de 2012 la capacidad de energía eólica era de 21 288 MW (21 % de la potencia instalada del sistema eléctrico nacional), cubriendo durante el año 2011 el 16 % de la demanda eléctrica.

España es el segundo productor de energía eólica en Europa, después de Alemania, y el cuarto del mundo, detrás de China, Estados Unidos y Alemania. Esto es debido a un marco regulatorio estable, un mejor conocimiento de los recursos, y una mejora en la tecnología, que ha propiciado una considerable reducción de la inversión inicial, el mantenimiento, y la explotación.

La penetración de la eólica en la cobertura de la demanda eléctrica se ha incrementado de forma constante en los últimos años como se muestra en el siguiente gráfico

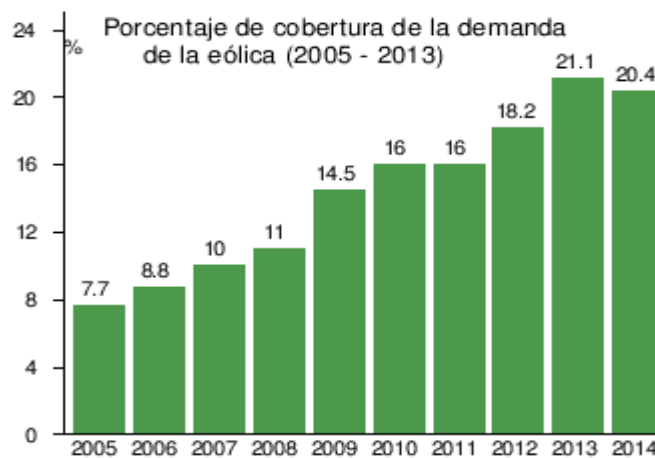


Figura 11.2.- Cobertura de la demanda eólica

Cabe señalar que durante el año 2009 la generación de energía de origen eólico fue superior a la del carbón (con un 14,5 % frente a un 12,1 % de esta última), convirtiéndose así en la tercera fuente de energía por detrás del ciclo combinado y la nuclear. El resultado de la cobertura a la demanda anual es el que se muestra en la figura 11.3.

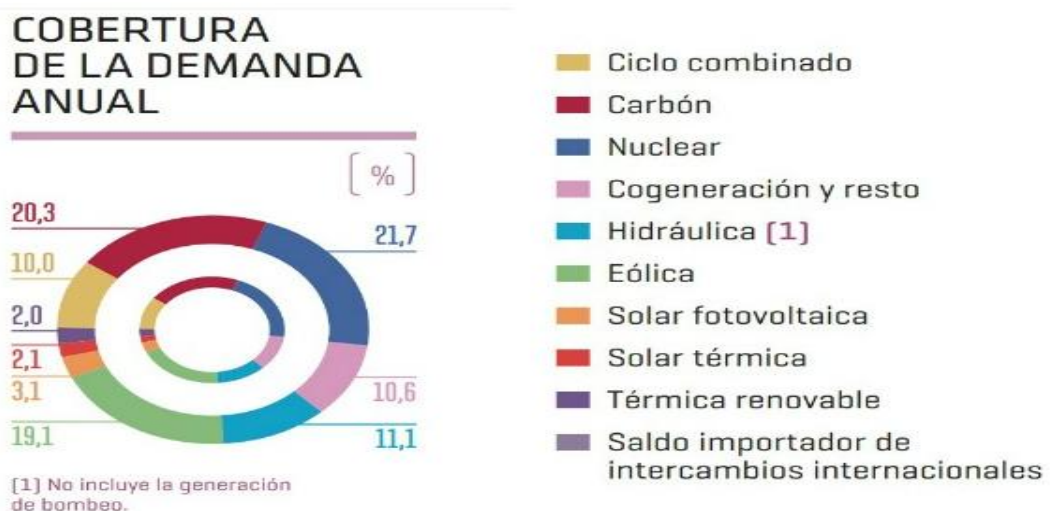


Figura 11.3.- Mix energético en el Sistema Peninsular durante el año 2015

La producción de energía eólica es mucho más alta en los primeros y los últimos meses del año como se puede ver en la figura 11.4

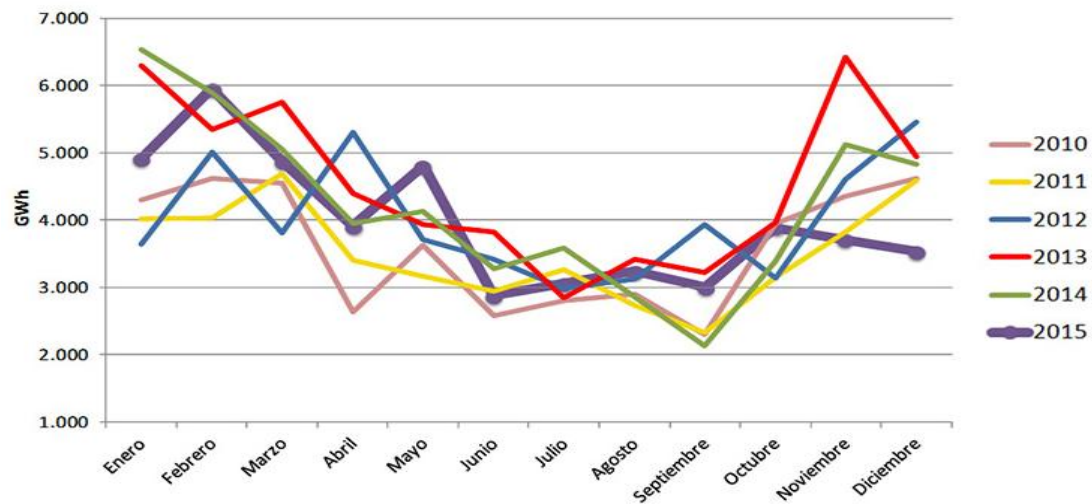


Figura 11.4.- Evolución mensual de la generación eólica (2010-2015)

Para observar la generación eólica de 2015 en concreto se muestra la figura 11.5.

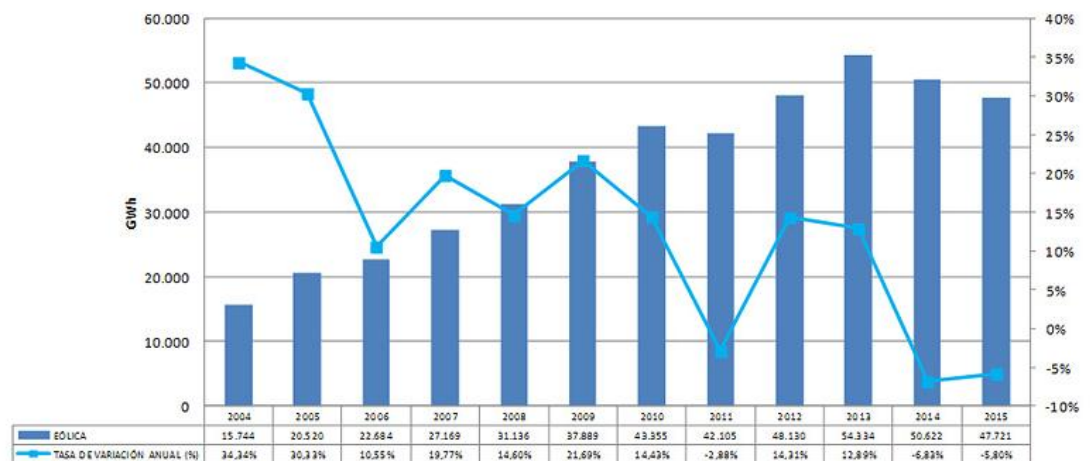


Figura 11.5.- generación eólica y tasa de variación en 2015

El siguiente gráfico nos muestra, para 2015, cual es el promedio histórico del factor de capacidad, donde se observa que tanto en los primeros meses del año como en los últimos es donde este alcanza los mayores valores.

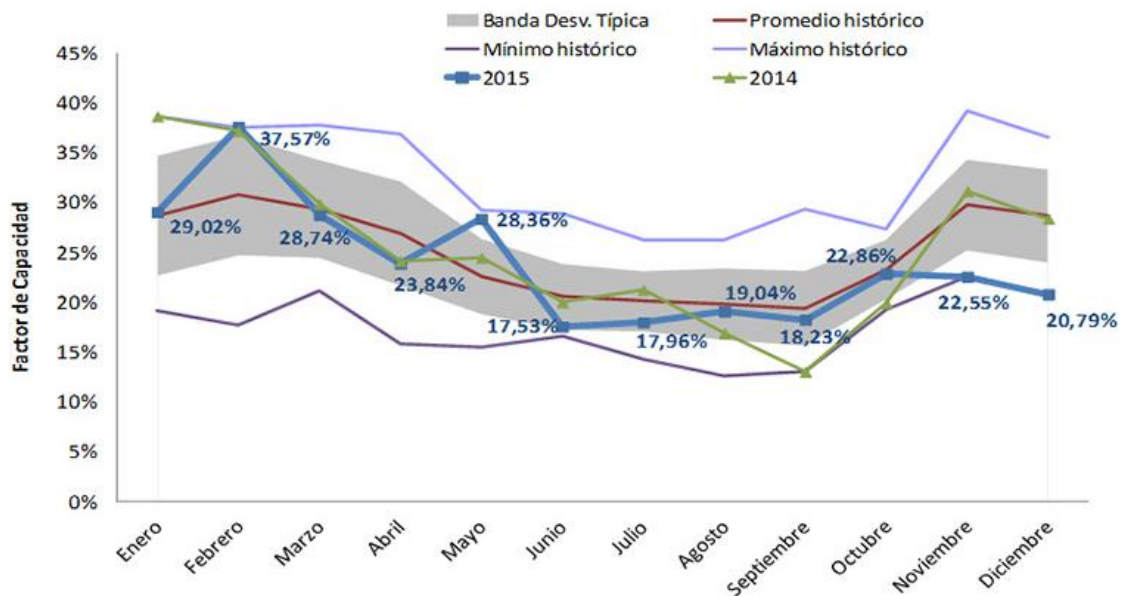


Figura 11.6- Factor de capacidad promedio, mínimo y máximo (período 1998-2015) y promedio mensual de 2015

11.1.1 Datos máximos

En el mes de marzo de 2011, la energía eólica se convirtió por primera vez en la primera fuente de generación eléctrica de España, cubriendo el 21% de la demanda total del mes.

En abril de 2012, la energía eléctrica generada de origen eólico alcanzó el 25,7 % de la demanda total del mes, con lo que superó tanto a la de origen nuclear (24,5 %) como a la suma de las del carbón y el ciclo combinado (12 % y 10,5 % respectivamente; 22,5 % en total).

Máximo

El 29 de enero de 2015 a las 19:27 se produjo el máximo histórico de producción instantánea con 17 553 MW . Ese mismo día, se produjo el máximo de producción energética horaria con 17.436 MWh entre las 19:00 y las 20:00 horas. El 30 de enero de 2015 se marcó el máximo de producción diaria con 357 741 MWh. Esta es una potencia superior (más del doble) a la capacidad de generación de las seis centrales nucleares que hay en España (7742,32 MW) que suman 8 reactores.

Máximos anteriores: En la madrugada del domingo 8 de noviembre de 2009, por primera vez, más del 50% de la electricidad producida en España fue generada por la energía eólica, batiéndose asimismo el récord total de producción, con 11 546 MW eólicos a las 14:30. Se registraron 251 543 MWh de energía eólica producida diaria, el 44,9 % de la demanda eléctrica de ese día. El anterior máximo de potencia instantánea, 16 636 MW, se produjo el 18 de abril de 2012. El de producción eólica horaria con 16 455 MWh se produjo ese mismo día entre las 17 y las 18 horas y el de producción diaria con 334 850 MWh tuvo lugar el 22 de enero de 2009, con 234 059 MWh.

El 24 de febrero de 2010 la energía eólica batía a las 11:20 horas un nuevo récord de producción instantánea, con 12 902 MW; y la máxima energía de generación de

electricidad con 270 420 MWh producidos, gracias al fuerte viento que azotó gran parte de la península.

El 9 de noviembre de 2010 se produjo el máximo histórico de producción instantánea hasta ese momento con 14 962 MW (megavatios) a las 14:46 lo cual supuso el 46,65 % de la generación instantánea. Asimismo se produjo ese día el máximo de producción energética horaria hasta ese momento con 14 752 MWh entre las 14 y las 15 horas y de producción diaria con 315 258 MWh.

11.2 Consecuencias del cambio regulatorio

- Los productores de energía eólica han visto reducidos sus ingresos, ya que la rentabilidad razonable reconocida, la correspondiente a las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, es inferior a la que percibían hasta 2013. En 2014 y 2015, ha habido un descenso del 23% respecto a lo ingresado en 2012-2013, los dos últimos años bajo el sistema anterior. Esto implica que la eólica ha sido la tecnología más perjudicada por la Reforma Energética.

- Esta reducción de ingresos ha supuesto dificultades para atender el servicio de la deuda.

- Los ingresos anuales dependen en gran medida de la evolución del precio del mercado mayorista de la electricidad, y la eólica queda más expuesta que las demás tecnologías a los vaivenes de éste. Se da la paradoja de que el efecto reductor de la eólica en los precios de la electricidad se ha convertido desde la Reforma Energética en un grave problema para el sector.

- En el caso de que el precio sea inferior a lo previsto por el regulador para alcanzar la rentabilidad razonable, la compensación futura prevista en el sistema puede no ser suficiente para obtener dicha rentabilidad de referencia debido a la existencia de unos límites que lo impiden (situación de las instalaciones eólicas en 2014). En el primer subperiodo regulatorio que finaliza en diciembre de 2016 el sector sólo recibirá el 36% de lo que ha perdido (226 millones de € de un total de 630 millones).

- Las dificultades que atraviesa el sector están teniendo su reflejo en la pérdida de valor de los activos o en los cambios de manos de estos, a la vez que entran en juego nuevos actores, como los fondos de inversión.

- Debido a la incertidumbre y a la evolución del marco regulatorio en los tres años de 2012 a 2015 sólo se instalaron 388 MW en España.

- Los fabricantes de aerogeneradores y componentes han visto reducida su actividad. Sin embargo, a partir de 2012 y 2013 han modificado sus modelos de negocio, enfocándose en la exportación les ha permitido mantener niveles de facturación relevantes.

11.2.1 Consecuencias en la cadena de valor del Sector Eólico

Otro de los cambios que se han producido debido al efecto de la incertidumbre regulatoria se ve reflejado en la cadena de valor del Sector Eólico, la cual se muestra en la figura 11.7.



Figura 11.7.- consecuencias en la cadena de valor

11.2.2 Consecuencias en el mercado

El impacto de la energía eólica en el precio del mercado se ve reflejado en la figura 11.8, donde se puede apreciar el efecto reductor de la eólica

Año	Efecto reductor de la eólica (Euros/MWh)	Demanda eléctrica peninsular (GWh)	Ahorro total generado (M.Euros)
2015	12	255.597	3.067
2014	19	252.014	4.788
2013	21	246.368	5.174
2012	11	243.544	2.679
Total (2012-2015)			15.709

Figura 11.8.- impacto de la eólica en el precio de mercado

11.2.3 Consecuencias en la generación

Otro cambio importante que se ha producido en estos últimos años debido a los cambios regulatorios en el sistema español es el cambio de tecnologías que genera la energía eléctrica. Esto se muestra en la figura 11.9, donde se puede ver como el volumen de la eólica ha disminuido en los últimos años.

En el gráfico que se muestra en la figura 11.10 podemos observar la estructura de generación neta en 2015 en porcentaje. Para la energía eólica estaríamos en torno a un 18%, sería la tercera tecnología.

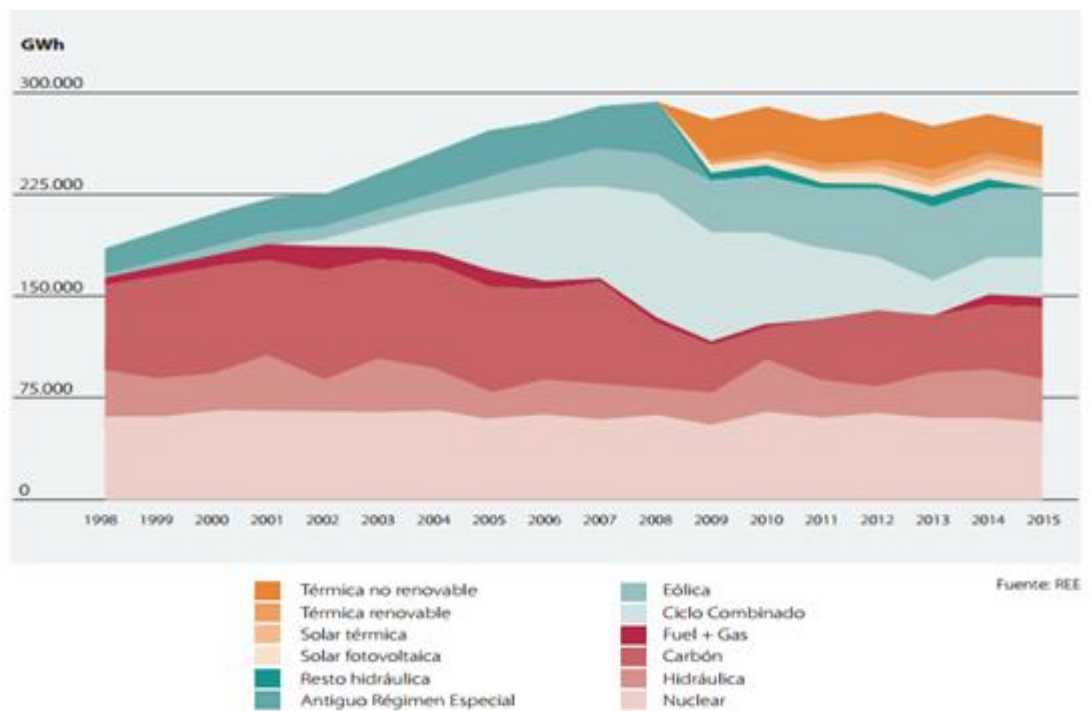


Figura 11.9.- generación anual por tecnologías (1998-2015)

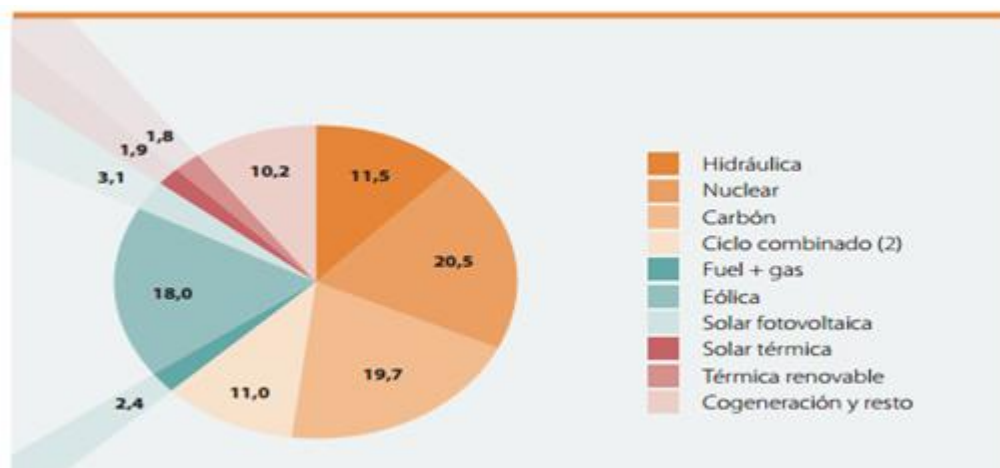


Figura 11.10.- Estructura de generación neta en 2015 (en%)

11.3 Paralización del potencial eólico

Debido a:

- 1.- El impacto económico y la incertidumbre que se derivó de la entrada en vigor del **nuevo marco regulatorio** (Reforma Energética) explicada en el punto 8.

2.- La reducción de la demanda de electricidad: durante el periodo 2008-2013, la demanda de electricidad en España cayó un 7,1%

3.-El exceso de capacidad del Sistema Eléctrico Español: en 2015 la potencia máxima instantánea alcanzó los 40.726 MW, mientras que la potencia instalada era de 102.600 MW.

11.3.1 Repercusión

En 2012, los nuevos pedidos de turbinas para el mercado nacional fueron casi nulos. Esto se suma a que en 2011 los pedidos fueron para menos de 100 MW y los de 2010, para 220 MW, frente a una media superior a 1.500 MW en años anteriores.

Durante el periodo 2006-2012, la potencia anual se incrementó en 12.537 MW. Durante el periodo 2013-2015 fue insignificante: sólo 388 MW.

En la figura 10.15 se muestra como a lo largo de los años la potencia eólica instalada en España ha permanecido constante en estos últimos tres años.

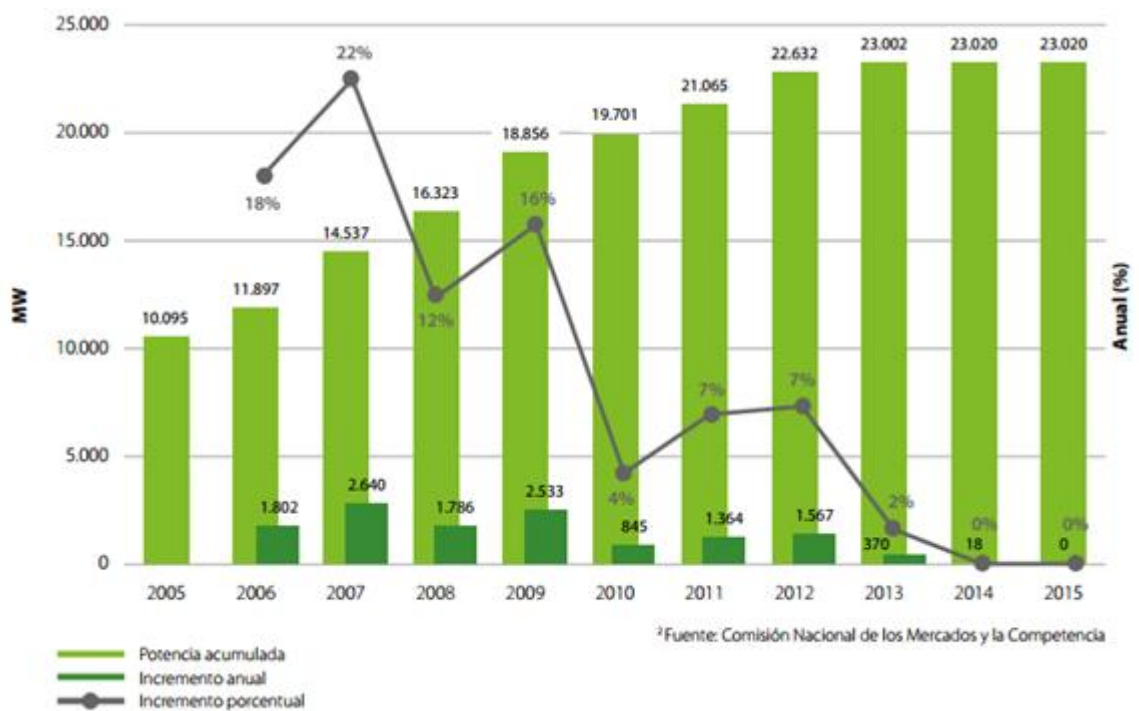


Figura 11.11.- Potencia eólica instalada en España, acumulada e incremento anual (20105-2015)

En la figura 11.16 se muestra cómo repercute estas últimas normativas en el empleo directo e indirecto en España.

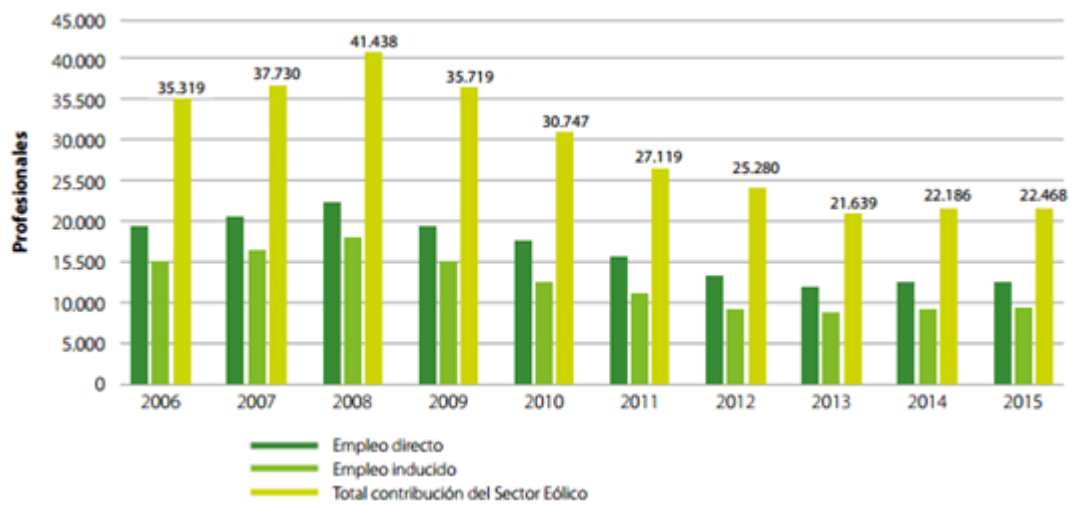


Figura 11.12.- evolución del empleo directo e indirecto del Sector Eólico en España

11.4 El hándicap de la predictibilidad de la producción eólica

Uno de los hándicap más importantes de la energía eólica es la variabilidad, en los siguientes gráficos (figura 10.17 y 10.18) de REE se muestran la producción eólica horaria en dos días extremos, el primero del 28 de Agosto y el segundo del 22 de Enero de 2009

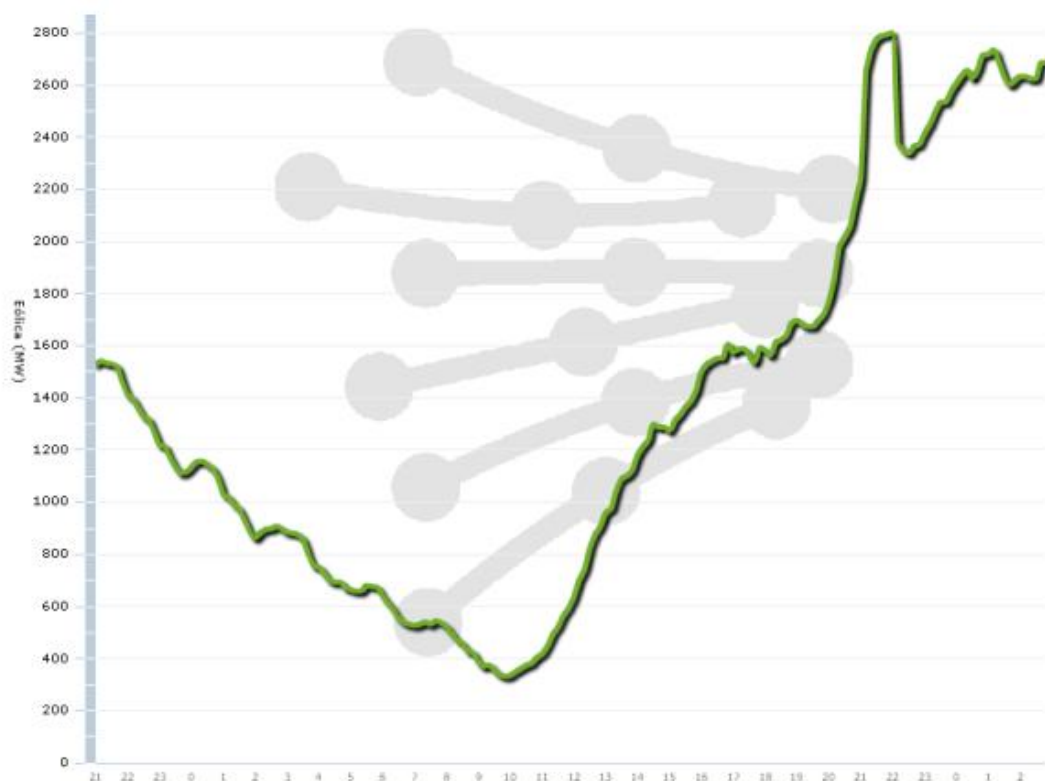


Figura 11.13.- Producción eólica el 28 de Agosto de 2009 según REE

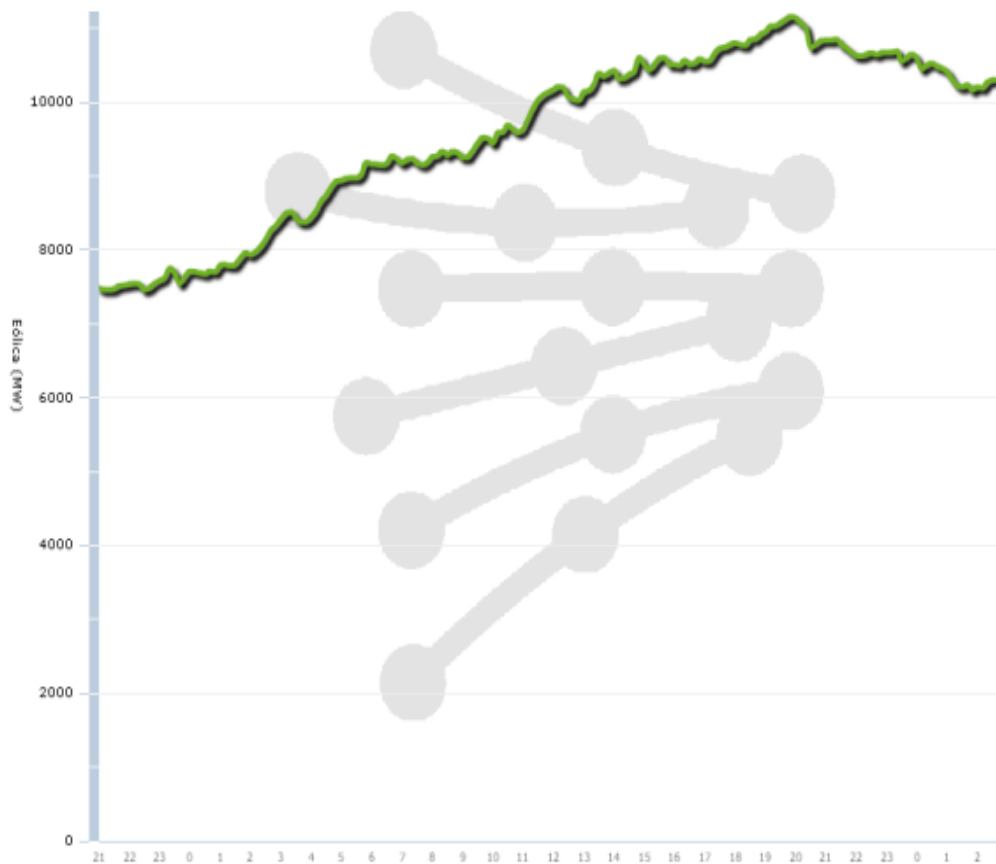


Figura 11.14.- Producción eólica el 22 de Enero 2009 según REE

El 22 de Enero de 2009 se produjo la máxima producción diaria de energía eólica, y alcanzó puntualmente una potencia máxima de 11.175 MW sobre las 8 de la tarde, de un total de 16.740 MW (un 67%). Sin embargo, el 28 de Agosto de este mismo año, sobre las 10 de la mañana, la potencia puntual fue de unos 300 MW, de los 16.740 MW totales instalados. Esto supone un 2% de la potencia total instalada.

Para asegurar que en un momento de mínimo eólico existe suficiente cobertura de la demanda, debe existir una fuente energética de arranque rápido que pueda suplir esta carencia puntual. En España esto se realiza con los ciclos de gas, y en menor medida con las estaciones de bombeo. En la siguiente imagen se muestra la sustitución de la generación eólica por gas y energía hidráulica.

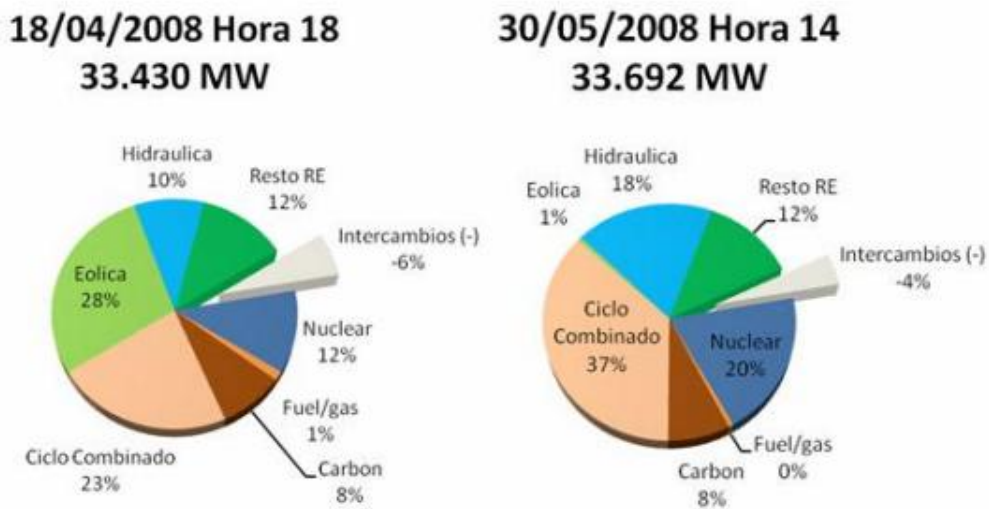


Figura 11.15.- Sustitución de la generación eólica por gas y energía hidráulica.

Para intentar solucionar este hándicap, los modelos han mejorado el error de la predicción eólica. Las siguientes gráficas lo muestran, donde el color naranja es la previsión y el azul es lo real:

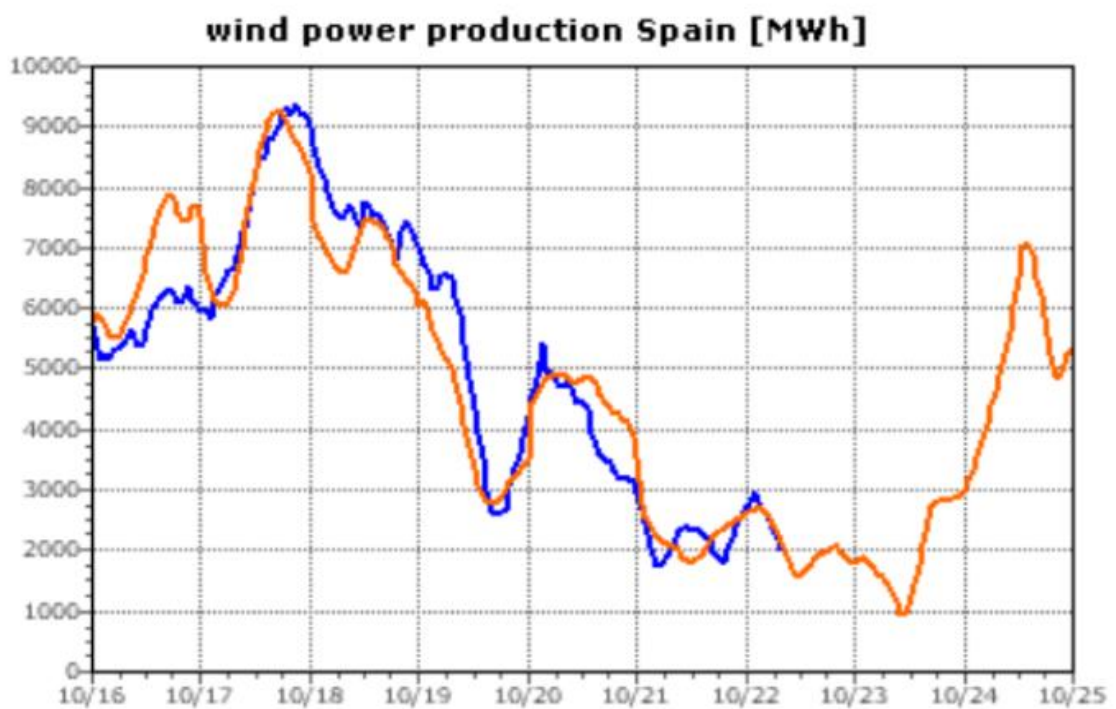


Figura 11.16.- Relación previsión realidad

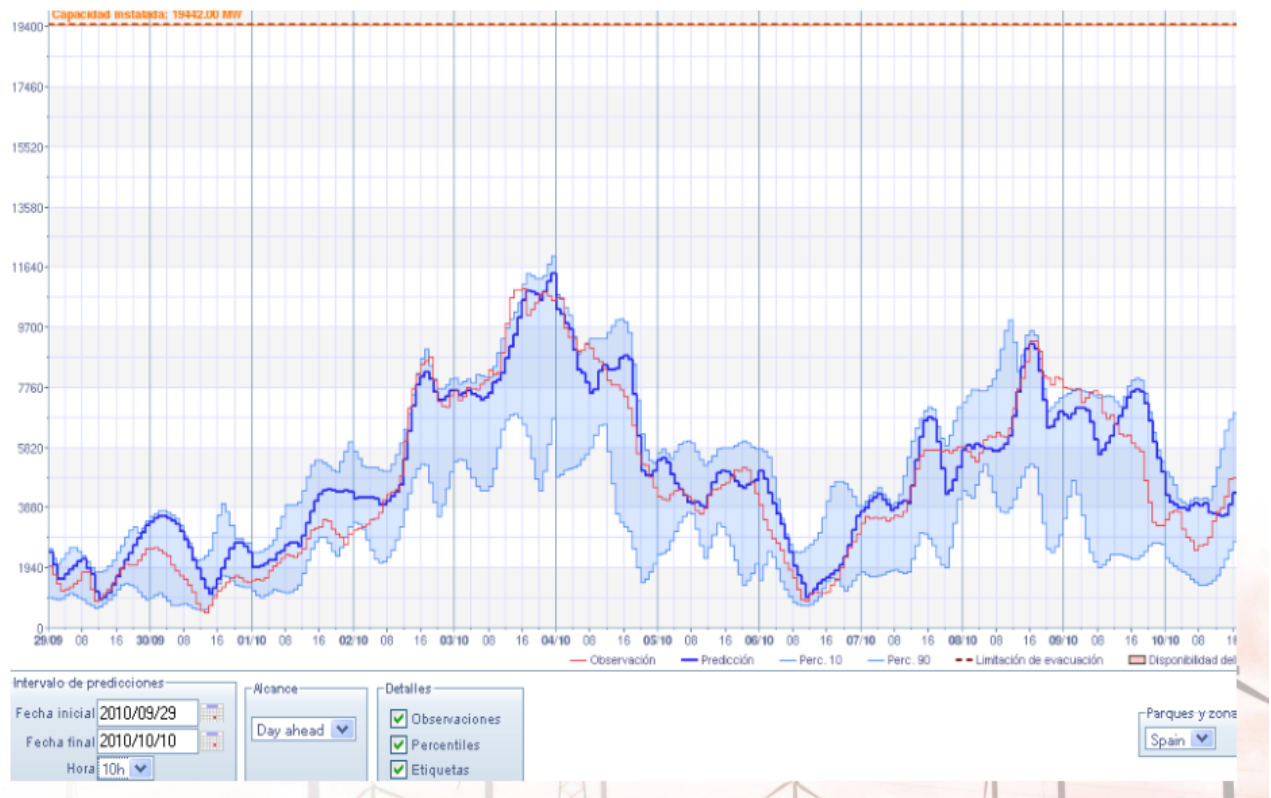


Figura 11.17.- modelo de predicción eólica

La siguiente imagen nos muestra los desvíos de la generación eólica y de la demanda de abril de 2010:

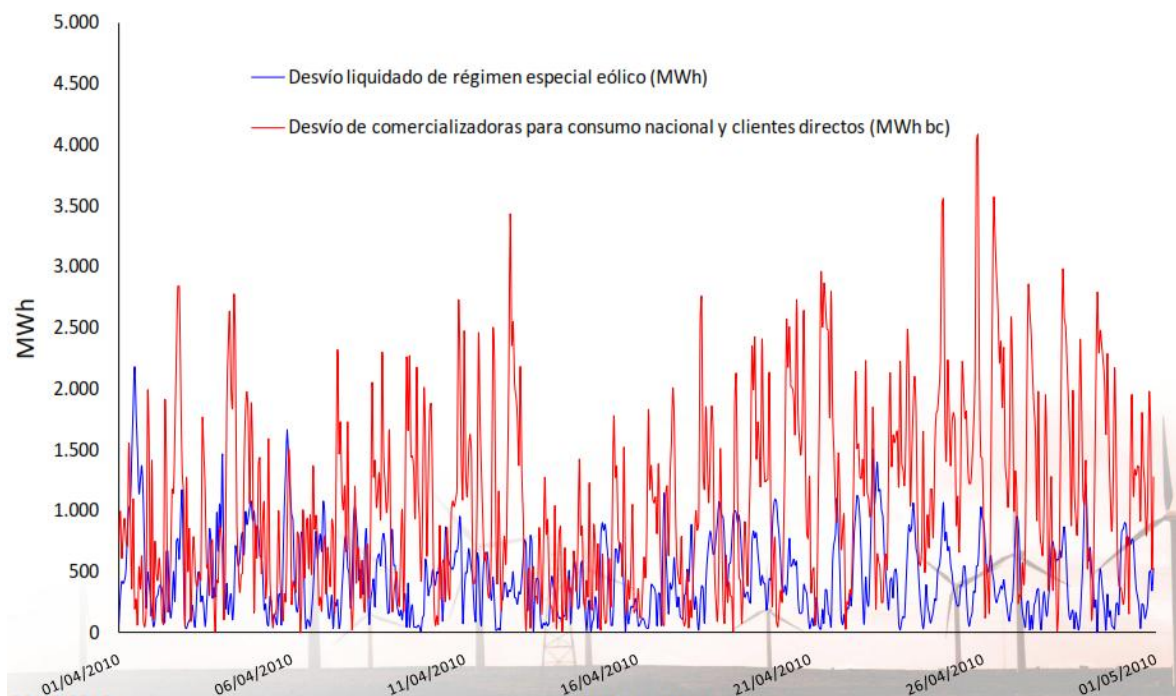


Figura 11.18.- Desvíos de generación y de demanda

11.4.1 Gestión de los desvíos

- Se realizan hasta seis predicciones diarias de producción eólica.
- El sistema actual permite ajustar las nuevas de programación de los generadores en las seis sesiones del mercado intradiario.
- Pensamos que todavía hay margen para la mejora de los resultados:
 - a) Disminuyendo el tiempo que transcurre entre el cierre del mercado intradiario y la primera hora que se pueda gestionar.
 - b) Acercando las medidas en tiempo real a la predicción de generación con la información de los centros de control.

12 Perspectivas de futuro

A pesar del freno del Sector Eólico, debido principalmente la inestabilidad regulatoria provocada por el sistema (el hecho de que el concepto de rentabilidad razonable sea teórico y la falta de visibilidad de las subastas suponen trabas importantes) nos encontramos con una industria de gran importancia, altamente competitiva con empresas de referencia a nivel mundial, posición relevante en los principales mercados y profesionales altamente cualificados. La vuelta a la senda de crecimiento requiere:

- Establecer un marco regulatorio estable y previsible, para cumplir con el objetivo eólico del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) establecido por la UE (figura 12.1).
- Simplificar los procedimientos de autorizaciones.
- Apostar por las actividades de I+D+i.

En el horizonte 2015-2020, el PANER prevé que el gas natural y las energías renovables sean las tecnologías que cubran el incremento de la demanda de energía eléctrica.

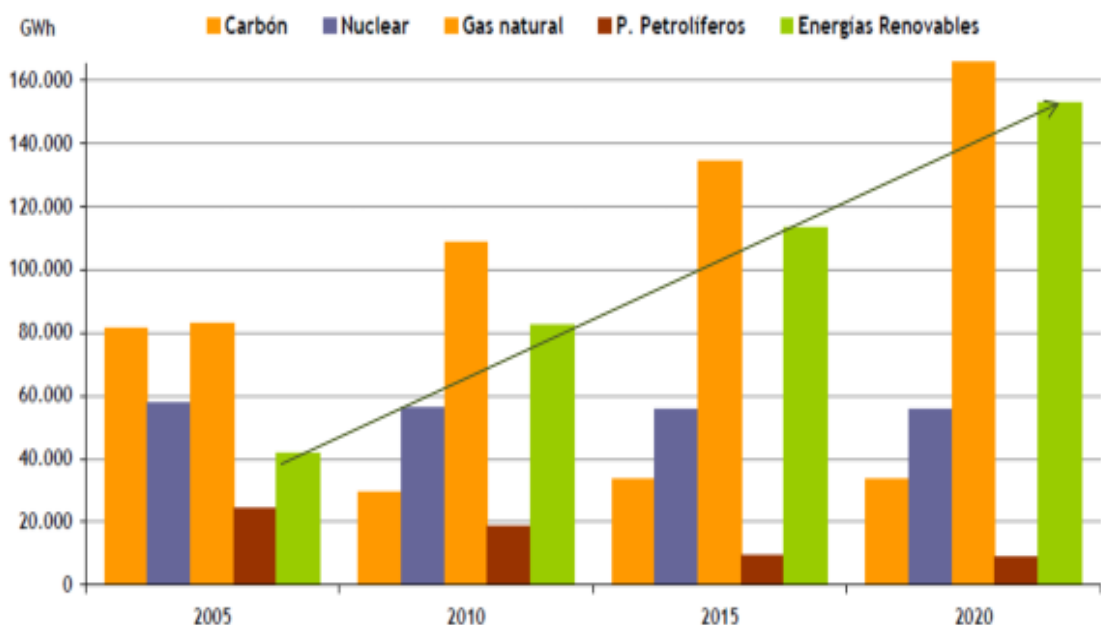


Figura 12.1.- Evolución de la producción eléctrica bruta según fuentes energéticas

De igual manera, en la siguiente imagen se muestra la producción bruta estimada para el año 2020, donde el gas natural y la eólica serían los que más cubrirían este mix energético.

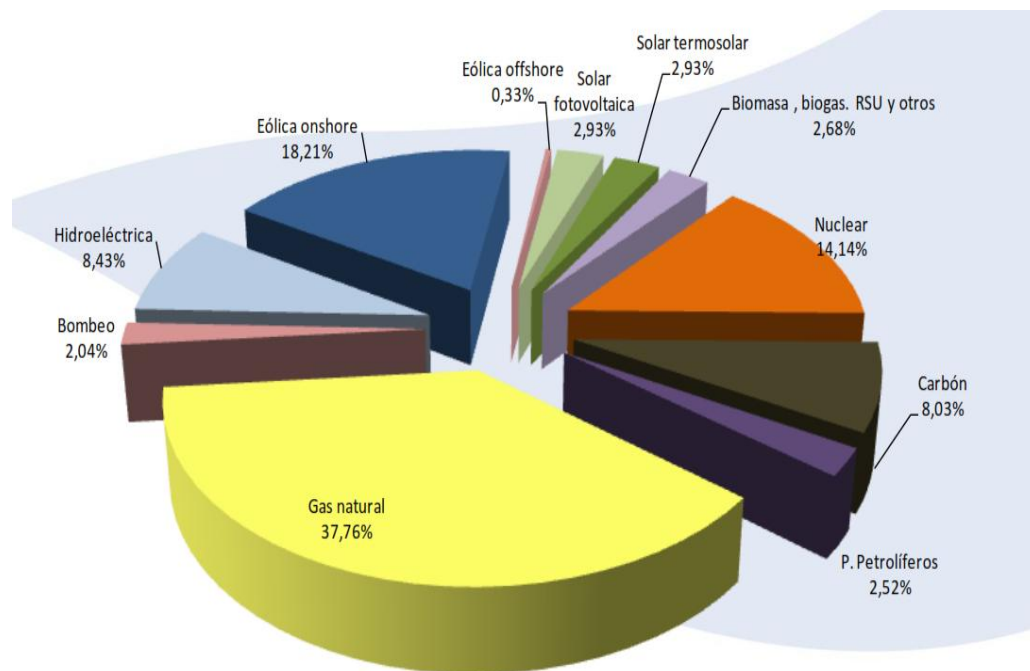


Figura 12.2.- % producción bruta estimada para el año 2020

12.1 La energía eólica a nivel nacional

La energía eólica es la energía que se obtiene del viento por la conversión mediante un generador, del movimiento de las palas de un aerogenerador en energía eléctrica. La energía eólica se caracteriza porque es una fuente renovable, no contamina, es inagotable y reduce el uso de combustibles fósiles, los cuales son origen de las emisiones de efecto invernadero que causan el calentamiento global del planeta. Además es una fuente autóctona, disponible en casi todo el planeta, lo que reduce las importaciones energéticas y contribuye a crear riqueza y empleo de forma local convirtiéndose en el motor de las comunidades rurales en las que se implementa.

La velocidad y la dirección del viento dependen de diversos factores como son la temperatura, el relieve o el clima.

En España las zonas afectadas por vientos de elevada dependen de la disposición de la línea de costa y de la situación de los relieves próximos. Las mejores zonas en las que se dan las condiciones para un aprovechamiento óptimo del viento son: Litoral cantábrico, valle del Ebro, Castilla y León, Castilla la Mancha, litoral mediterráneo y el cuadrante suroccidental del país. Esto lo podemos ver en el mapa eólico siguiente



Figura 12.3.- Potencia eólica instalada en España, acumulada e incremento anual (2010-2015)

Como se puede observar, las zonas con mayor recurso eólico ya tienen instalados parques eólicos, los cuales usan modelos de aerogeneradores de potencias bastante reducidas (300-600kW).

Desde mediados de los años 90 la energía eólica en España ha crecido de forma espectacular incentivado por una legislación que promovía la investigación y el desarrollo de este sector.

La potencia instalada a 31 de Diciembre del año 2015 en España era de 22.988 MW, siendo la tercera tecnología en el sistema eléctrico con una producción de 47.704 GWh permitiendo una cobertura de la demanda eléctrica del 19,4%. A pesar de todo esto en el año 2015 el aumento de potencia fue nulo, manteniéndose el año 2007 como el año en el que más potencia se instaló (3500 MW). Este freno en la instalación ha hecho que España haya ido perdiendo posiciones en los últimos años, en concreto el año pasado India le arrebató el cuarto puesto a nivel mundial.

Por comunidades autónomas Castilla y León se sitúa a la cabeza con 5.561 MW y contando con 241 parques eólicos. Le siguen en el ranking Castilla la Mancha, Andalucía y Galicia y a la cola se sitúan Cantabria y Baleares.

En cuanto al reparto de la potencia instalada por promotores Iberdrola encabeza la lista con una cuota de mercado del 24,3% seguido muy de cerca por Acciona Energía con un 18,6%. El resto de la lista es muy diversa como ocurre con la de la potencia instalada por fabricantes, la cual lidera sin duda alguna Gamesa con una cuota de mercado del 52,2%.

Según el recurso eólico del que dispone España y las condiciones técnico-económicas, el Plan de Energía Renovables 2011-2020 ha establecido los siguientes objetivos en cuanto a potencial eólico acumulado para el año 2020:

Energía eólica en tierra: 35.000 MW de los cuales 34.700 MW corresponderían a media y gran potencia incluyendo la repotenciación de los parques eólicos que se vayan quedando

obsoletos. El desarrollo de nuevos parques así como el de la repotenciación en España dependerá de múltiples factores entre los que destacan la eficacia para desarrollar un tratamiento administrativo ágil para la repotenciación de parques eólicos y lo atractivo que resulte el nuevo sistema retributivo.

Energía eólica en el mar: Se espera que en el año 2020 se alcance una potencia instalada de 750 MW. Existen diferentes iniciativas para la implantación de instalaciones eólicas experimentales. Para que el desarrollo del sector sea el previsto será necesario el impulso y apoyo de los proyectos experimentales actuales para que su éxito haga que el sector industrial nacional alcance niveles de competitividad internacionales, e incluso haga a España líder en la tecnología para parques eólicos en aguas profundas.

12.2 Solución a la situación actual del sector eólico

La energía eólica tiene un futuro prometedor (energía eficiente, madura y extendida), sin embargo, las zonas con mayor aprovechamiento eólico ya están en uso y es difícil encontrar zonas con altas velocidades de viento sin explotar. Teniendo en cuenta esto, y que las tres soluciones anteriormente planteadas dependen en gran medida del Estado, el futuro de la energía eólica podría pasar por:

- **Repotenciación:** consiste en la sustitución de equipos antiguos de menor potencia (330-660 kW) y eficiencia por máquinas nuevas de mayor potencia (1 -2 MW) y rendimiento, permitiendo incrementar el aprovechamiento del recurso eólico. Aumentando de esta manera la producción anual de energía en un parque ya existente.

- **Mini eólica:** Consiste en el aprovechamiento del recurso eólico utilizando aerogeneradores cuya potencia sea inferior a 100 kW y área de barrido inferior a 200 m. Se utiliza para suministrar electricidad a lugares aislados de la red eléctrica, generar de forma distribuida evitando pérdidas en transporte, adaptarse al recurso del que se dispone y permitir la existencia de instalaciones híbridas combinándose con la energía fotovoltaica. Actualmente, esta tecnología está implantada en Estados Unidos, China y Reino Unido así como se empieza a fomentar mediante primas (FIT) en países como Dinamarca o Polonia.

El problema de esta solución es que solo es válida para potencias muy inferiores a las que ya hay actualmente instaladas.

- **Eólica offshore:** consiste en parques eólicos situados en el mar, estos presentan diversas ventajas frente a los parques eólicos terrestres: la velocidad del viento en el mar es superior que en tierra y la rugosidad del terreno es menor. Estos factores ocasionan que el potencial en estas zonas sea abrumador ya que permitiría la instalación de aerogeneradores de potencia superior a los que se implementan en tierra y de dimensiones realmente importantes, además el impacto ambiental se reduciría considerablemente.

En este otro caso, el problema está en el sistema de fijación de estas máquinas el cual muchas veces hace inviable económicamente su instalación. Por ello se está investigando en nuevas tecnologías basadas en estructuras flotantes.

El motivo principal por el que no se ha instalado ningún parque eólico de este tipo en España es, que a pesar de las vastas zonas disponibles aparentemente en el litoral español, las condiciones de la costa española dificultan el desarrollo de esta tecnología. Se debe a que en la actualidad esta tecnología está desarrollada para batimetrías inferiores a 50 m, y la mayor parte de la orografía del litoral español tiene unas

batimetrías en torno a 80 m, por lo que para que se pueden instalar los parques eólicos offshore se necesita que la tecnología avance en el desarrollo de cimentaciones flotantes tipo “WindFloat”, “Sway”, “Hywind” “Blue H”

Llegados al final de la presente parte, en la que se ha tenido en consideración el impacto socioeconómico de la energía eólica, gravemente perjudicada por la legislación nacional, se plantea como solución técnica para su desarrollo la repotenciación, analizando las variables técnico económicas y seleccionándola como la mejor opción para el relanzamiento de la energía eólica.

Por ello, tras hacer la valoración técnico económica descrita a lo largo de dicho trabajo, la opción que se ha elegido es la repotenciación eólica

12.3 Perspectiva de futuro de la repotenciación

Desde mediados de la próxima década se espera que la repotenciación de los parques eólicos suponga una aportación muy significativa a la potencia eólica anual instalada en España.

El parque tecnológico español es relativamente joven, pues el 99% de la potencia eólica en servicio se puso en marcha en los últimos 15, mientras que su vida útil media ronda los 20 años. Hasta la fecha únicamente se han repotenciado instalaciones eólicas puntuales en las Islas Canarias y en Cádiz.

A finales de 2009, solamente unos 400 MW eólicos en España correspondían a aerogeneradores de potencia unitaria inferior a 500 kW, los considerados de bajo aprovechamiento eólico, correspondientes a parques eólicos puestos en marcha antes o durante 1998. Todos estos modelos rozan la obsolescencia tecnológica (máquinas asíncronas de paso y velocidad fija, con capacidad nula de regulación de potencia), con unas prestaciones muy alejadas de los requerimientos actuales. En general, se espera que estos parques se repotencien a partir de 2015, debido a la aparición de problemas técnicos en estas instalaciones (reducción de producción, suministro de repuestos, aumento de costes de operación y mantenimiento,...), y a las expectativas de mayor generación eléctrica e ingresos con una nueva instalación en el mismo emplazamiento. No obstante, no es previsible que los parques repotenciados alcancen una cuota de mercado significativa mayor del 5% de toda la potencia eólica instalada anual, hasta pasado el año 2016.

En cambio, en el período 2016-2020, se prevé que la repotenciación de los parques eólicos que se pusieron en marcha a partir de 1998 suponga un aumento progresivo de la cuota de mercado en términos de potencia anual instalada, pudiendo incluso superar a los parques eólicos en nuevos emplazamientos en tierra a partir de 2019.

Hipótesis de repotenciación:

- o Desmantelamiento y posterior repotenciación anual del 10 % de los parques eólicos con más de 15 años de vida útil, así como de la totalidad de aquellos que alcancen los 20 años de servicio sin haberse repotenciado previamente.

- o Incremento de potencia medio del 20%, y ganancia en producción neta media de 400 horas equivalentes.

o El desmantelamiento y la repotenciación se producen durante el mismo año (9 meses de ejecución, y sin producción).

Tanto la evolución real de la nueva potencia eólica asociada a nuevos parques, como el desarrollo de la repotenciación en España, dependerá de multitud de factores, entre los que serán claves tanto la eficacia de las propuestas planteadas en este plan para dotar de un tratamiento administrativo ágil a la repotenciación de parques eólicos, como también lo atractivo que resulte el nuevo sistema retributivo, pues si éste presentara expectativas de ingresos muy inferiores a las del parque sin repotenciar, los promotores podrían plantearse mantener el servicio del parque “antiguo” hasta el límite técnico del mismo que se establezca.

13 Red natura e impacto ambiental

13.1 Definición de Red Natura

La Directiva 92/43/CE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestre (o Directiva Hábitats) crea en 1992 la Red Natura 2000 que es una red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad.

Dentro de la Red Natura 2000 encontramos dos figuras de protección: Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA). Los LIC son zonas con diferentes tipos de hábitats naturales o especies con gran valor a escala europea regidos por la Directiva de Hábitats y que, tras el visto bueno de los Estados miembros, pasan a convertirse en Zonas Especiales de Conservación (ZEC). En el caso de las ZEPA, hablamos de lugares con valiosas especies de aves silvestres designados por la Directiva de Aves.

La finalidad de la Red Natura es asegurar la supervivencia a largo plazo de las especies y los tipos de hábitat en Europa, contribuyendo a detener la pérdida de biodiversidad. Es el principal instrumento para la conservación de la naturaleza en la Unión Europea.

La Red está formada por las Zonas Especiales de Conservación (ZEC) -y por los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) hasta su transformación en ZEC-, establecidas de acuerdo con la Directiva Hábitats, y por las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), designadas en aplicación de la Directiva Aves.

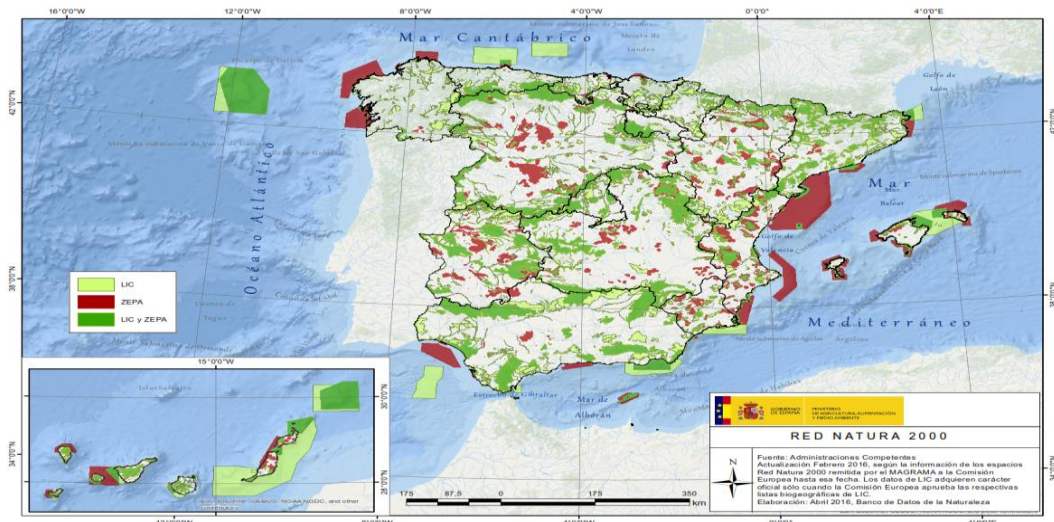


Figura 13.1.- Mapa de la red natura 2000 en España

13.2 Red Natura 2000: influencia en el sector eólico

Una dificultad añadida a la repotenciación es que muchos parques antiguos han sido declarados zona protegida (ZEPA o Red Natura 2000) con posterioridad a su construcción, lo que dificulta considerablemente que las comunidades autónomas autoricen permisos para obras. Además, finalizado el periodo de 5 años desde la construcción inicial del parque, habría que realizar un estudio de impacto ambiental que debería ser aprobado para la ejecución de la repotenciación.

En el caso particular de Galicia, en 2010, Industria limita por motivos ambientales la instalación de nuevos parques en 82 de las 191 áreas de desarrollo que establece el plan sectorial en vigor. Se trata de zonas que, en mayor o menor medida, están condicionadas por las restricciones que impone la Red Natura. El respeto a esos espacios que cuentan con el máximo grado de protección ambiental, donde la Xunta no permite el asentamiento de ningún molino nuevo, también condicionará 14 áreas más, que coinciden con puntos de la Red Natura en las que ya existen aprovechamientos eólicos. En esas 14 áreas, solo será posible la repotenciación de los parques en funcionamiento. De este modo, el criterio del Gobierno autónomo de preservar los espacios protegidos por la Red Natura del impacto que supone esta infraestructura industrial condicionará el reparto de los 2.325 megavatios pendientes en 96 de las 191 áreas de desarrollo delimitadas en el nuevo mapa eólico, y que integran las 10 zonas eléctricas en las que esa planificación divide Galicia.

Aunque como ocurrió en Galicia en 2009 con el cambio del Gobierno Autónomo la Red Natura sorprendentemente menguó (aunque se mantuvo el equipo técnico encargado del estudio). Esta Declaración de Impacto Ambiental (DIA). Por un lado, admite la presencia de hábitats (matorrales y carballeiras) de interés comunitario, susceptibles de entrar en Red Natura. Acto seguido, resuelve que la afección sobre estos “no se considera significativa” y por ello declara que la zona (el Coto de Eiras, entre Fornelos de Montes y Mondariz) es “ambientalmente viable” con una instalación eólica. El Coto de Eiras no solo iba a ser Red Natura, sino que está a un puñado de kilómetros del futuro LIC O Suído, que sí lo será. Pero más cerca aún, se levantará varios aerogeneradores de otro parque, el Edreira.

Este proyecto recibió permiso ambiental en octubre de 2012. En este caso, Conservación da Natureza hace notar que “próxima” a los molinos existe esa propuesta, así como la ampliación del LIC ya declarado de Serra do Cando. Es decir, algunos molinos regatean la Red Natura por menos de 300 metros, y otros quedarán encajonados entre dos zonas protegidas. Pero eso no impide que la instalación sea “ambientalmente viable”.

13.2.1 Repotenciación

La producción de energía generada es proporcional al cuadrado del diámetro del rotor. Sin embargo, un diámetro inferior tendrá menor influencia en la avifauna de la región. Por ello, se debe comprobar si el emplazamiento se encuentra situado en un área protegida ZEPA (Zona de especial protección para las aves). Galicia cuenta con una superficie de 101469,41 ha de este tipo de áreas. El emplazamiento del parque eólico no

se encuentra dentro de dicha superficie como se puede comprobar en la siguiente imagen. De todas formas, de acuerdo con la Ley 21/2013, de 9 de Diciembre, el proyecto estaría sometido a evaluación de impacto ambiental, ya que a pesar de no superar los 30 MW de potencia del parque ni tener más de 50 aerogeneradores si cuenta con la presencia de otro parque eólico a menos de 2 km.

13.3 Proyectos que necesitan evaluación de impacto ambiental

Obligatoriamente en los siguientes casos es necesario la elaboración de un estudio de impacto ambiental:

- Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengas 20 o más generadores o que se encuentren a menos de 2 km de otro parque eólico.
- Parques eólicos que tengan más de 10 aerogeneradores que se desarrollen en zonas especialmente sensibles designadas en aplicación de las Directivas 79/409/CEE y 92/43/CEE, o en humedales incluidos en la lista del convenio Ramsar.
- Construcción de líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 km.
- Líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica con una longitud superior a 3 km que se desarrollen en zonas especialmente sensibles designadas en aplicación de las Directivas 79/409/CEE y 92/43/CEE, o en humedales incluidos en la lista del convenio Ramsar.

13.4 Legislación Impacto ambiental

Normas comunitarias

- Directiva 85/337/CEE de 27 de junio de Evaluación de Impacto Ambiental
- Directiva 97/11/CEE de 3 de marzo de modificación del Directiva 85/337
- Directiva 2001/42 CEE de Evaluación de los efectos Planes y Programas sobre el medio ambiente
- Directiva 92/42 de 21 de mayo de conservación de Hábitats Naturales
- Directiva 79/43/CEE de 2 de abril de conservación de Aves Silvestres
- Directiva 2002/49/CEE sobre evaluación y gestión del ruido ambiental

Normas estatales

- Real Decreto 1302/1986 de 28 de junio de Evaluación de Impacto Ambiental
- Real Decreto 1131/1988 de desarrollo del RD 1302/1986
- Ley 6/2001 de 8 de mayo de Evaluación de Impacto Ambiental
- Artículo 1
- Anexo I grupo 3i
- Anexo III grupo 4h

- Real Decreto 1995/2000 de regulación de líneas eléctricas
- Decreto 2414/1961 de 30 de noviembre por el que se aprueba el reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas

Normas Comunidad autónoma de Galicia

- Ley 1/1995 de 2 de enero de Protección Ambiental

13.5 Impacto ambiental de una repotenciación eólica

Previo a la autorización de la instalación y a la concesión del dominio público

marítimo-terrestre, el proyecto deberá someterse a la evaluación de impacto ambiental de acuerdo según el RD 1302/1986.

La sustitución de las máquinas antiguas por las modernas va a mejorar el impacto medio ambiental, ya que como son aerogeneradores más eficientes, se necesitarán muchas menos para obtener la misma o mayor potencia. Además, estas nuevas máquinas son más silenciosas y con una velocidad de giro menor y sobre todo se reduce la ocupación del terreno.

En todos los Estudios de Impacto Ambiental sobre repotenciaciones elaborados por promotores así como que en diversos foros y encuentros con promotores y administraciones se nos afirman que la repotenciación causa un menor impacto ambiental sobre la avifauna que el Parque Eólico que se va a dismantelar.

En el año 2008 en el área de Tarifa se repotenciaron dos instalaciones. Estas son el Parque de Energía Eólica del Estrecho (EEE) y el Parque Eólico del Sur (PESUR).



Figura 13.2.- Imagen aérea de EEE. y el Parque Eólico de LANCES en el año 2004



Figura 13.3.- Imagen aérea de EEE. (repotenciado) y el Parque Eólico de LANCES (No repotenciado) en el año 2012.

En ambos parques tras las repotenciaciones se ha aumentado enormemente la anchura de los caminos, la realización de enormes explanadas entorno a los aerogeneradores para que las grúas de gran tonelaje puedan trabajar en la zona, etc. Todo ello ha favorecido una mayor pérdida y fragmentación del hábitat, sobre todo en la pérdida de monte mediterráneo y de suelo por procesos erosivos.

La Declaración de Impacto Ambiental (DIA) prevé un listado de incidencias ambientales y medidas correctoras que deben cumplirse. Entre ellas, inciden en la máxima reutilización de las instalaciones existentes, en la ubicación y el acopio de materiales en los terrenos afectados por la obra civil, previamente balizados, en la recogida y tratamiento de los residuos que se generen y que se eliminen las cimentaciones de los aerogeneradores una vez sea desmantelado el parque eólico.

Las recomendaciones pretenden evitar que la flora y la fauna de alrededor se vean afectada. Por ello, se procederá al desmantelamiento fuera de la época de reproducción de las especies presentes en el emplazamiento, se restaurarán los taludes a topografía

similar a la original y se replantará con especies propias de la zona, para que prácticamente quede como estaba.

Por otro lado, se le exige la realización de una prospección arqueológica superficial antes del comienzo de las obras. Si aparecieran restos arqueológicos, deberán ponerlo en conocimiento de la delegación provincial de Cultura.

La sustitución de las máquinas antiguas por las nuevas va a suponer una mejora ambiental considerable durante la fase de funcionamiento, pues se trata de una reducción importante en el número de máquinas, que además son más silenciosas, tienen una velocidad de giro menor, y también reducen la ocupación directa de suelo por unidad de potencia. Tampoco implica líneas nuevas de evacuación y, si acaso, el reforzamiento de la línea actual con el establecimiento de algún nuevo conductor, lo que no supone incremento de impacto alguno. El impacto se va a reducir tan sólo al que se produzca durante la fase de obra.

PARTE III

Repotenciación eólica

14 Preliminares

La industria de la energía generada por el viento y la tecnología que la rodea fueron durante años uno de los motores más activos de las renovables, pero la crisis y las distintas normativas han dejado muy dañado el mercado interno. De hecho, en 2009 se instalaron 1.332 aerogeneradores en los campos españoles, mientras que en 2014 sólo 13. España sigue siendo, sin embargo, el quinto país que más generadores eólicos fabrica. Las ventas en el extranjero, donde las empresas basan casi de manera íntegra su negocio, han sido el ancla de salvación: el país es quinto exportador mundial y tercero en Europa.

Este cambio en el modelo hace preciso apostar por otras alternativas en el campo de la energía eólica como una de las principales energías renovables en España, que pasa no tanto por la puesta en marcha de nuevos parques eólicos sino por un plan de repotenciación de energía eólica.

Por ello, este trabajo pretende analizar la viabilidad de la repotenciación de energía eólica en España a partir del estudio técnico y económico de los parques eólicos con mejores características, pues la situación actual del mercado y del sistema regulatorio hace preciso dirigir los esfuerzos a mejorar la capacidad y rendimiento de los parques ya existentes, sustituyendo equipos antiguos por modelos de última generación y buscando un uso alternativo para ellos.

Para ello, en el contexto de la normativa vigente, y considerando la desaparición de los incentivos a la energía eólica, la propuesta de este trabajo se centra en parques con gran recurso eólico, con numerosos aerogeneradores obsoletos y de baja potencia, en busca de una mayor eficiencia, no sólo por el incremento de la potencia instalada disminuyendo el espacio ocupado sino por el mayor rendimiento que ofrecen las nuevas turbinas y por la reutilización de los equipos a reemplazar.

14.1 Motivaciones

La energía eólica suministra actualmente más del 3% del consumo mundial de electricidad y se espera que para 2020 se supere el 5%. A más largo plazo (2040), la Agencia Internacional de la Energía prevé que la energía del viento pueda cubrir el 9% de la demanda eléctrica mundial y más del 20% en Europa.

A finales de 2014, España tenía instalada una capacidad de energía eólica de 23 002 MW, lo que supone el 21,3 % de la capacidad del sistema eléctrico nacional, la segunda fuente de energía del país por detrás del ciclo combinado con 27 199 MW. Se sitúa así en cuarto lugar en el mundo en cuanto a potencia instalada. Ese mismo año la energía eólica produjo 51 026 GWh, el 19,7 % de la demanda eléctrica. El 29 de enero de 2015, la energía eólica alcanzó un máximo de potencia instantánea con 17 553 MW, cubriendo un 45 % de la demanda.

En consecuencia, la energía eólica es la más rentable y eficiente de las energías renovables, siendo este el motivo de su importante desarrollo en décadas pasadas y de su elección como tema del trabajo.

Además, se pretende abordar su estudio desde un punto de vista más amplio, que supera trabajos meramente técnicos, por ello se ha complementado con un análisis de mercado (desarrollado anteriormente).

14.1.1 Utilidad

En el sector de la energía eólica no tiene sentido pensar en la construcción de nuevos parques, ya que las regiones con mejor recurso eólico ya están ocupadas actualmente por parques existentes por lo que cualquier proyecto potencialmente rentable debe centrarse en una propuesta de repowering. Además, es necesario evaluar qué parques ya existentes presentan las mejores condiciones para la sustitución de aerogeneradores, planteándose así una clara oportunidad de negocio.

14.2 Repotenciación

La repotenciación, entendida como la sustitución completa de los aerogeneradores de una instalación por otros de mayor potencia unitaria (obteniéndose más energía eólica en la misma o menor superficie de terreno) es una solución perfecta para revitalizar a la industria eólica española en un mercado paralizado y sin pedidos, como es el nuestro. Máxime en un contexto en el que las empresas viven exclusivamente de las exportaciones y se plantean abandonar España por la falta de perspectivas, llevándose consigo fábricas y empleo de calidad.

Se debería llevar a cabo a partir de los 10 años de funcionamiento del parque inicial, pues si se hace antes, habría que cargar parte de los costes de amortización en la repotenciación, lo que reduciría su rentabilidad económica.

La repotenciación supone una reducción en la infraestructura con relación a un parque nuevo (menor coste económico y ambiental), así como el mejor aprovechamiento de los emplazamientos con mayor viento. De hecho, los parques anteriores a 1998, cuentan como media con un 25-30% más de viento que los parques que actualmente se están construyendo, mientras que las máquinas existentes en esos parques aprovechan menos eficazmente el recurso que los modelos actuales. Asimismo, la mejora tecnológica alcanzada en las nuevas máquinas que se van a utilizar en la repotenciación, favorece sustancialmente la integración en la red de la energía producida, posibilitando la eliminación de algunas de las actuales limitaciones de evacuación.

14.3 Repotenciación: ventajas / Inconvenientes

14.3.1 Ventajas

Al sustituir las máquinas ineficientes por los nuevos aerogeneradores con tecnología avanzada:

- Permite un mejor aprovechamiento del parque, se mejora la eficiencia y eficacia de la generación, y del recurso eólico
-
- permite una mejor respuesta para fenómenos como huecos de tensión o variaciones de frecuencia, así como una mejor gestión de la potencia evacuada

- El sistema de control más moderno y avanzado de las nuevas máquinas, hace más sencilla su adaptabilidad al operador del sistema, y garantizan una mayor estabilidad
 - Desde el punto de vista mediomambiental, la reducción del número de los aerogeneradores para conseguir la misma potencia instalada hacen que el impacto visual se reduzca
 - Además, según establecía el R.D.661/2007 (derogado prácticamente en su totalidad por el RD-Ley 9/2013), existe la posibilidad de aumentar la potencia del parque hasta un 40 % sin tener que renovar los permisos
 - Mejor integración en la red eléctrica
 - los nuevos aerogeneradores presentan mayor altura del buje lo que se traduce en acceso a mayores velocidades de viento.
 - Permite un mejor aprovechamiento del recurso eólico
- Permite aumentar de forma relevante la producción de electricidad por superficie ocupada, lo que supone una mayor disponibilidad para instalar después una nueva potencia.
- permite una mejor respuesta para fenómenos como huecos de tensión o variaciones de frecuencia, así como una mejor gestión de la potencia evacuada.
- Mejor aprovechamiento del recurso eólico, ya que al repotenciarse un parque se conoce el comportamiento del viento en dicha instalación con fiabilidad
- Además, el propietario del parque tendría: una mayor producción (mayor eficiencia), una mayor potencia instalada (hasta un 40 %), una mayor vida del parque.
- Los trámites burocráticos se acortan ya que se posee la autorización de industria, se está inscrito en el registro de régimen especial y a nivel medioambiental ya hay una evaluación de impacto ambiental previa.
- El Estado se beneficiaría en los siguientes aspectos:
- Se mejora el sistema eléctrico nacional.
- Mayor actividad industrial en el sector eólico para una misma potencia eólica acumulada, con las ventajas asociadas a este efecto: mayor contribución al PIB e inversiones, mantenimiento y generación de empleo, etc.

14.3.2 Inconvenientes

- **tratamiento administrativo necesita ser más ágiles:** en España las repotenciones necesitan una nueva autorización administrativa
- **sistema de retribución atractivo.** De lo contrario, el coste de repotenciar puede ser el mismo que el de instalar un parque nuevo.
- dificultad en la venta de los aerogeneradores de segunda mano (en muchos casos considerado como chatarra
- posible limitación de la evacuación o vertido de la energía que producen estos parques a la red.

Afianzar la repotenciación abriría la puerta a la entrada de un mercado nuevo en el sector eólico en España, el cual no solo abarcaría llevar a cabo proyectos de sustitución de aerogeneradores sino también la compra y venta de aerogeneradores usados, reciclaje de

materiales de estos aerogeneradores etc. A pesar de ello habrá que esperar a una legislación efectiva que incentive la realización de esta clase de proyectos, los cuales a día de hoy en España se encuentran con muchas trabas.

15 Metodología

Las condiciones que se han estimado para llevar a cabo una repotenciación eólica son las siguientes:

- Legales: descritas anteriormente en este trabajo. Donde Tenemos: el Real Decreto 661/2007 disp. transitoria 7ª regula la repotenciación de instalaciones anteriores al 2001. Fija un límite de 2.000 MW y establece una prima adicional de 0,7 c€/kWh, 0,7 c€/kWh. Sin embargo con el RD 947/2015 el cual se caracteriza por el uso de las subastas, se pretende que se contemple, a parte del precio de venta de energía en el mercado, la posibilidad de que se le otorgue la Rinv (Retribución a la inversión) a instalaciones ya existentes que lleven a cabo la sustitución de los aerogeneradores por otros nuevos sin uso previo. Los adjudicatarios tendrían 45 días para solicitar la inscripción en el registro de régimen retributivo específico.

- Técnicas: Estas se describen a continuación, podemos destacar: Posibilidad de incremento de la potencia del parque. Descenso del número de turbinas pero de mayor potencia unitaria. Terrenos disponibles para incrementar distancias entre turbinas. Capacidad de la línea de evacuación. Accesos, viales, plataformas...etc.

- Financieras: momento óptimo en el mercado eléctrico y en la vida de la instalación. Préstamos bancarios amortizados. Inmovilizados amortizados o próximos a cumplir con su total amortización. Esto se desarrolla en el punto 16, donde se realiza un estudio económico.

De esta manera se establece el siguiente procedimiento para realizar el análisis de la rentabilidad técnico económica de los siguientes parques:

- Se definirán las características básicas con las cuales se van a seleccionar los parques eólicos con mejores propiedades para la repotenciación.

- Se realizará una selección de los parques susceptibles de análisis. Se clasifican como “grupo verde” (11 parques) los más interesantes para el análisis de su repotenciación en los momentos actuales y se clasifican como “grupo amarillo” aquellos cuya rentabilidad se podrá alcanzar en un futuro cercano. El listado completo de parques es el mostrado en el Anexo I.

- Se realizará un estudio técnico de los parques del “grupo verde” y los del “grupo amarillo” para ver las diferencias que presentan ambos grupos. Estos grupos se encuentran en el Anexo I. Se evalúan los parques en función de los conceptos:

- Horas equivalentes
- Relación de diámetros de rotor y de potencias
- Ocupación del mismo espacio

- Se realiza un estudio económico: con este análisis se valora la rentabilidad de las repotenciones que se proponen en el estudio técnico

- Conclusiones extraídas de la realización de este trabajo

15.1 Características de los parques a repotenciar

Tras ver una gran oportunidad de relanzamiento del sector eólico en el repowering, lo primero que se ha hecho ha sido seleccionar, utilizando la herramienta de Microsoft Office Excel, de entre los más de 1000 parques eólicos de España aquellos cuyas características hacen aún mucho más rentable la repotenciación eólica.

El negocio de los parques eólicos se caracteriza por precisar una gran inversión inicial que será recuperada a lo largo de la vida útil del activo a través de la venta a la red eléctrica de la energía generada. La cantidad de energía que se podrá producir dependerá principalmente de la potencia nominal de los aerogeneradores y del potencial eólico del emplazamiento elegido.

Las propiedades más importantes de un parque para analizar si su repotenciación va a ser viable son:

15.1.1 La potencia unitaria de los modelos:

Fruto de esta evolución, los primeros parques eólicos construidos en emplazamientos pioneros a nivel mundial como la Comunidad Autónoma de Galicia, son ya claramente reliquias históricas en lo que a generación eléctrica se refiere. Este escenario es bien conocido por los promotores eólicos, y fruto de ello se están detectando múltiples movimientos en materia de repotenciación eólica, es decir, la sustitución de los antiguos y obsoletos aerogeneradores por otros más modernos y con mayor potencia unitaria.

La baja potencia unitaria de los antiguos modelos permite aumentar en gran medida la producción de electricidad, ya que cada aerogenerador en vez de llegar a producir 150 o 330kW podría alcanzar los 2000-3000 kW (son los modelos instalados hoy en día).

Esto permite aumentar de forma relevante la producción de electricidad por superficie ocupada, lo que supone mayor disponibilidad para instalar nueva potencia. Reduce el número de aerogeneradores necesarios para conseguir la misma potencia instalada e igual o mayor energía generada; reducción de los efectos en el medioambiente y del impacto visual que tienen los aerogeneradores.

Así, por ejemplo, recientemente se ha procedido a repotenciar el Parque Eólico Cabo Vilán, en Camariñas (A Coruña), promovido por Gas Natural Fenosa. Con 25 años en funcionamiento, esta planta contaba con 22 aerogeneradores de 100, 180 y 200 kW que han sido sustituidos por 2 únicos aerogeneradores Vestas V90 de 3,0 MW, pasando de los 4 MW de potencia total inicial, a los 6 MW finales. El éxito de este caso supondrá, sin duda, el pistoletazo de salida a múltiples repotenciaciones que en la actualidad se encuentran en la mesa de los gestores de proyectos de los promotores de energía eólica en Galicia.

Los modelos de aerogeneradores de los parques seleccionados tienen una potencia unitaria inferior a 660kW y se propone sustituirlos por modelos de potencias unitarias en torno a los 2000kW, aumentando sustancialmente la potencia total del parque.

15.1.2 La edad de construcción del parque

Los parques con antigüedad superior a 10 o 15 años es interesante repotenciarlos lo antes posible, ya que éste tipo de parques es el que puede experimentar el mayor cambio, debido a que la tecnología instalada en ellos es la más antigua y disponen de los mejores emplazamientos eólicos. Otro beneficio en dichos parques es que sus aerogeneradores suelen estar ya amortizados y se pueden incluso reutilizar como

aerogeneradores de segunda mano porque su vida útil suele estar entre 20 y 25 años y además pueden ser reacondicionados, dando así una oportunidad a países subdesarrollados a acceder a las tecnologías limpias con un coste menor.

Como consecuencia todos los parques cuyos aerogeneradores son modelos anteriores al año 2000 son parques con un beneficio de repotenciación elevado. De hecho, los parques construidos antes de 1998 cuentan como media con un 25-30 % más de viento que el resto de parques eólicos por lo que los aerogeneradores ubicados en dichos parques aprovechan menos eficazmente el recurso que las máquinas actuales.

Aquellos parques de menos de diez años o con máquinas instaladas de potencia superior a los 750 kW será más recomendable hoy por hoy esperar unos cinco años hasta un mayor desarrollo de la tecnología o un abaratamiento de costes que permita amortizar la nueva inversión realizada y obtener mayores rendimientos, porque si se hace una repotenciación en un parque menor de diez años habría que cargar parte de los costes de la amortización en la repotenciación, lo que reduciría su rentabilidad económica. Además, lo más interesante es amortizar aceleradamente y financiar con recursos ajenos el mayor porcentaje posible del coste del proyecto.

	100 Kw.	2.000 Kw.
Altura de la torre:	20 metros	65/80 metros.
Diámetro palas:	20 metros	70 metros.
Área barrida:	314 m ²	3.850 m ²
Velocidad rotor:	51 r.p.m.	10/20 r.p.m.
Cimentación:	26 m ²	110 m ²

Figura 15.1.- Principales diferencias entre un aerogenerador de 100 kW, potencia unitaria normal hace 15 años y un aerogenerador de 2.000 kW

15.1.3 La curva de potencia de los modelo

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Dos velocidades características en estas curvas son:

- **Velocidad de arranque:** Normalmente, los aerogeneradores están diseñados para empezar a girar a velocidades alrededor de 3-5 m/s. Es la llamada velocidad de conexión o arranque. Sin embargo, los aerogeneradores antiguos pierden una pequeña cantidad de potencia debido al hecho de que la turbina sólo empieza a funcionar a partir de, digamos, 5 m/s (como se muestra en la figura 14.2)

- **Velocidad nominal:** velocidad de alcance de la potencia nominal del generador

- **Velocidad de corte:** El aerogenerador se programará para pararse a altas velocidades del viento, de unos 25 m/s, para evitar posibles daños en la turbina o en sus alrededores. La velocidad del viento de parada se denomina velocidad de corte.

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, dónde un anemómetro es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable). Si la

velocidad del viento no está variando demasiado rápidamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, y dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico.

Nuestros casos estudiados son curvas de potencia de modelos de 300-600-1800 kW de potencia unitaria, por tanto conforme a ello se ha realizado el anexo II cuya gráfica se ha extraído y se ha explicado en el apartado 14.2.

15.1.4 El número de aerogeneradores

El gran número de aerogeneradores de los parques antiguos (anteriores al 2000) es otro de los factores que hay que tener en cuenta. Al ser estos parques repotenciados, pasamos de tener del orden de 70 aerogeneradores de 300 kW (potencia total del parque 21 MW), a unos 11 aerogeneradores de 1800 kW manteniendo la potencia total del parque. Esta enorme reducción de aerogeneradores tiene gran cantidad de ventajas entre las que destacamos:

- menor impacto ambiental
- Se incrementa la posibilidad de incorporación de potencia eólica adicional debido a que ahora hay terreno con un gran recurso eólico sin aprovechar. Este es un gran inconveniente en la actualidad, porque todo el gran recurso eólico nacional ya está aprovechado pero por modelos de potencia unitaria muy inferior.

Además de estas 4 características, otras propiedades que presentan los parques seleccionados y que hacen rentable la repotenciación son: Altura de buje en el entorno de los 30 metros, principalmente generadores asíncronos, regulación de reactiva principalmente en base a escalones de condensadores, tecnología en general incapaz de cumplir los requerimientos de soporte de huecos de tensión.

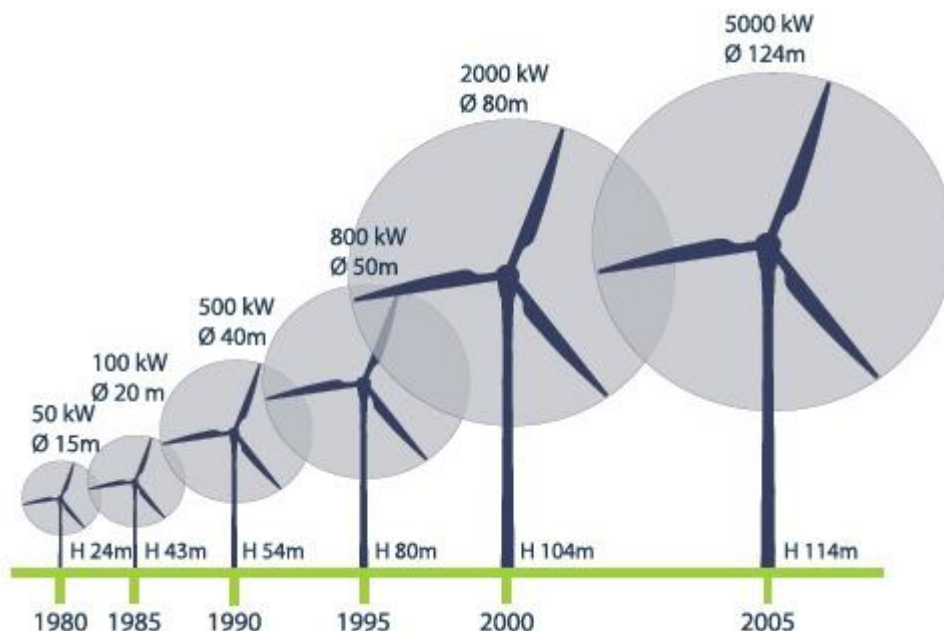


Figura 15.2.- El tamaño de los aerogeneradores ha ido en crecimiento en los últimos años

15.2 Selección de parques

El procedimiento seguido ha sido analizar los más de 1000 parques nacionales, fijándonos en las características descritas en el apartado anterior, obteniendo los 29 seleccionados en el “Anexo I”, en el cual aparecen reflejado para cada parque la potencia instalada, el número de aerogeneradores, la potencia unitaria del modelo que tienen instalado y la tecnología que utiliza este modelo.

Para ello se han obtenido de AEE las listas, por comunidades autónomas, de todos los parques nacionales y se ha utilizado la herramienta de Microsoft Office Excel para proceder a la selección de estos.

En el análisis de los parques se ha observado que hay 11 que cuentan con modelos de potencia unitaria muy baja (menos de 330kW), con un número medio de aerogeneradores por parque muy elevado (superior a las 60 unidades) y con dichos aerogeneradores finalizando su vida útil (casi 20 años) y con una curva de potencia que ofrece muy bajo rendimiento. Por estas características, estos parques son una gran oportunidad de repotenciación en nuestro país. En el inventario “Anexo I” aparecen reflejados con un fondo de color verde. A partir de ahora este grupo de 11 aerogeneradores se denominará **“grupo verde”**. Este grupo aún se podría ampliar más ya que existen parques (sobre todo en Galicia) que presentan las características anteriormente descritas, pero que son menos rentables económicamente para una repotenciación.

Por otro lado, se ha observado que también encontramos una gran oportunidad de repotenciación en otros 19 parques. En estos los aerogeneradores instalados cumplen con las siguientes características: su potencia unitaria es baja (entre 410 y 660 kW), cuentan con un número medio elevado (superior a las 55 unidades), la vida útil estimada de estos modelos pronto finalizará (más de 15 años) y su curva de potencia nos indica que los aerogeneradores son de bajo rendimiento. En el inventario “Anexo I” aparecen reflejados con un fondo de color amarillo. A partir de ahora este grupo de 19 aerogeneradores se denominará **“grupo amarillo”**.

El rendimiento de los aerogeneradores es un factor muy importante a tener en cuenta, por ello, aunque se ha explicado en el punto 14.2.3, a continuación se explica detalladamente.

15.2.1 Rendimiento de los aerogeneradores: curvas de potencia

El objetivo siguiente es comparar el rendimiento de estos dos grupos de aerogeneradores (modelos antiguos) con dos modelos más actuales para ver la gran diferencia de rendimiento (energía que se obtendría con el mismo recurso eólico) que hay entre ellos.

Para ello se ha utilizado de nuevo la herramienta de Microsoft Office Excel para realizar la representación de las cuatro curvas de potencia. La azul es de los modelos de potencia 300kW (“grupo verde”), la granate es de los modelos de 660kW (“grupo amarillo”) la morada es de los modelos de 1800kW (V100) y la verde es del modelo VESTAS V112 3000kW. La elección de la V100 y V112 está justificada en el punto “15. estudio técnico” como las curvas que tienen mejores prestaciones para la repotenciación. La hoja de Microsoft Office Excel utilizada para hacer la comparación de rendimientos está en el “Anexo II”

Este menor rendimiento de los modelos de los parques seleccionados es causado porque su curva de potencia es peor debido a:

- los aerogeneradores a repotenciar necesitan más velocidad para llegar a su potencia nominal, en torno a los 14 m/s frente a los 12-11 m/s que necesitan los nuevos. En la figura 14.3 se puede observar esta gran diferencia de rendimiento que hay entre las curvas de aerogeneradores de potencia 300-660-1800-3000kW.

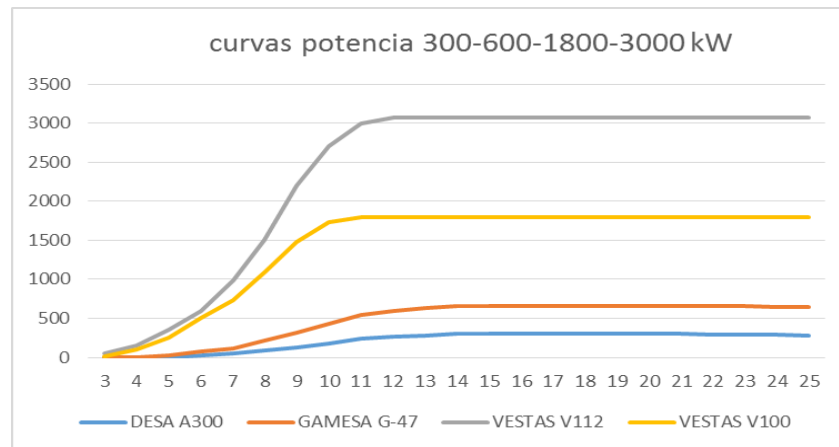


Figura 15.3.- curva de potencia típica de aerogeneradores de 300-600-3000 kW

- para alcanzar dicha potencia nominal (la cual es 10 o 5 veces menor), los aerogeneradores a repotenciar tienen una curva más progresiva. Es decir, si todos los modelos (VESTAS V112, V100, Gamesa G-47 y DESA A300) tuvieran de potencia nominal la unidad, de tal forma que pudiéramos compararlos como si los tres tipos tuvieran la misma potencia, se observa que el modelo que encierra mayor área es el V100 (diferencia con respecto al V112 marcada en verde), por tanto es la turbina que mayor rendimiento tiene. En segundo lugar, la curva que mayor área encierra es la V112 cuya diferencia con respecto a la Gamesa G-47 es el área marcada en amarillo. Esta área refleja la mayor eficiencia que presenta este modelo, es decir, la mayor potencia que obtiene con el mismo recurso eólico y misma potencia nominal. Esto se muestra en la figura 14.4. Por otro lado, también podemos observar que los aerogeneradores de potencia similar al G-47 (660kW) son más eficientes que los similares al DESA A300 (de potencia 300kW), esa eficiencia se observa superior a modo ilustrativo en la figura 14.4, señalada en morado.

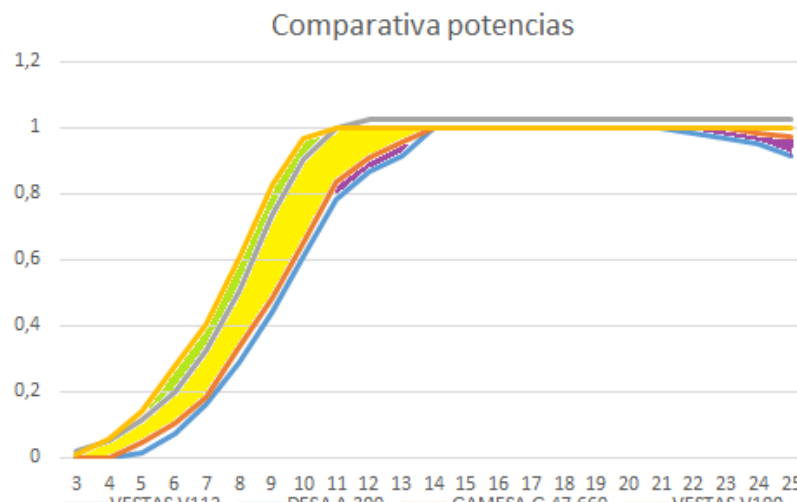


Figura 15.4.- Áreas entre las curvas de los cuatro tipos de aerogeneradores

Por lo tanto, tras haber realizado estas observaciones los 11 parques que se han seleccionado y englobado en el “grupo verde” son:

Galicia: Malpica, Zas, Bustelo y Corme.

Aragón: La Muela II.

Castilla y León: Sierra del Madero I.

Cataluña: Pebesa.

Andalucía: Enix y Tahivilla.

Canarias: Finca de Mogán, Llanos de Juan Grande.

Por otro lado, los 19 parques englobados en el “grupo amarillo” son:

Galicia: Somozas, Masgalán-Campo Do Coco, Ameixeiras –Testeiros.

Aragón: La Serreta+ampliación la Serreta, Tardienta I.

Navarra: Izco, Alaiz y ampliación.

Castilla la Mancha: Malefatón, Molar de Molinar.

Castilla y León: Páramo de Poza I, Páramo de Poza II.

Asturias: Pico Gallo.

País Vasco: Elgea.

Cataluña: Les Colladetes.

La Rioja: Yerga I, Cabimenteros.

Andalucía: Los Lallanos y Tarifa (El Cabrito).

El procedimiento seguido para continuar con el trabajo ha sido la realización de un estudio técnico particular para cada uno de estos parques (y un posterior estudio económico). En el siguiente punto se explica la metodología y el desarrollo del análisis llevado a cabo para cada uno de los parques.

16 Estudio Técnico

Se ha realizado un estudio particular de cada uno de los 11 parques del “grupo verde” (los mejores situados para ser repotenciados), también se ha realizado el estudio particular del parque que tiene mejores características de los del “grupo amarillo” (Tarifa el Cabrito) y también se ha escogido un parque de 660 kW para ver la diferencia con respecto a los parques de 300 kW (“grupo verde”). En cada uno se estudia el recurso eólico de la localización en la cual se ubican (obteniendo las rosas de los vientos), se calcula la producción de dicho parque, se proponen (en los parques más interesantes) casos distintos de repotenciación en función de la potencia total final del parque y se realiza el análisis para la elección de la mejor turbina para cada uno de estos casos.

Ya se sabe que repotenciar un parque eólico consiste en cambiar los aerogeneradores antiguos, localizados en zonas con gran potencial eólico, por máquinas nuevas de mayor potencia y mejores rendimientos. Sin embargo el alcance de la repotenciación estaría limitado en caso de estar vigente el Real Decreto 661/2007, el único documento a nivel nacional que hace una referencia clara a la repotenciación de parques eólicos.

Actualmente, el RD 947 2015 establece que para la tecnología eólica se contempla también la posibilidad de que se le otorgue la Rinv a instalaciones ya existentes que lleven a cabo por lo menos la sustitución de los aerogeneradores por otros nuevos sin uso previo. Esto aún no se ha puesto en práctica en el caso de ningún parque.

Según el Real Decreto siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40% y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución.

El procedimiento a la hora de llevar a cabo el estudio técnico en cada parque es el siguiente:

- En primer lugar se calcula la producción neta (MWh/Año) y las horas equivalentes del parque inicial, para ello previamente se estudia el recurso eólico de la localización de cada parque.
- Posteriormente realizamos un segundo estudio. En este también se calcula la producción neta (MWh/Año) y las horas equivalentes del parque pero se calcula con aerogeneradores actuales de diferentes potencias (para ver la diferencia con los cálculos del primer estudio). Los aerogeneradores que mejor rendimiento dan son:
 - a) **VESTAS V90**: Potencia unitaria 1800kW alcanzada en 12 m/s
 - b) **VESTAS V100**: Potencia unitaria 1800kW alcanzada en 11 m/s
 - c) **VESTAS V112**: Potencia unitaria 3000kW alcanzada en 11 m/s

Previamente a la elección de estas tres turbinas se ha realizado una batería de simulaciones informáticas para seleccionarlas, donde se comprobó que con una escasa velocidad del viento de 11m/s ya alcanzan su potencia nominal. Este gran rendimiento también se ve en la gráfica de la figura 14.4 “comparativa curvas de potencia”

- A continuación se comparara y se elegirán los modelos más interesantes desde el punto de vista técnico para conocer también su viabilidad económica. La elección de la turbina se realiza de acuerdo a los valores de la producción neta y las horas equivalentes que ofrecen.
- Por último se realiza una breve conclusión en la que se destacan: la diferencia de horas equivalentes (de la turbina del parque inicial y de la turbina que se propone para repotenciar dicho parque), la relación diámetro de rotor/potencia nominal (de la turbina del parque inicial y de la turbina que se propone para repotenciar dicho parque) y la suposición ficticia de una ocupación del espacio constante.

Además, para el parque eólico Malpica, se han supuesto dos escenarios de estudio a mayores:

- Mantener la potencia del parque: Se instalarán aerogeneradores hasta que se alcance la potencia del parque actual.
- Incrementar un 40% la potencia instalada: Se instalarán aerogeneradores superando la potencia instalada actual pero manteniendo el límite del 40% más que la potencia actual.

Relación potencia tamaño en aerogeneradores

Antes de realizar el estudio particular de cada uno de los parques hay que hacer una breve explicación de la relación entre la potencia y el tamaño de las turbinas.

El área cubierto por el rotor (las velocidades del viento) determina cuanta energía podemos coleccionar en un año. Esta relación potencia/diámetro se muestra en la siguiente imagen, donde el diámetro está dado en metros y la potencia en kW. Se observa que, a más potencia, la pala debe ser de mayor longitud. Para una misma potencia tenemos modelos con palas de diferentes longitudes.

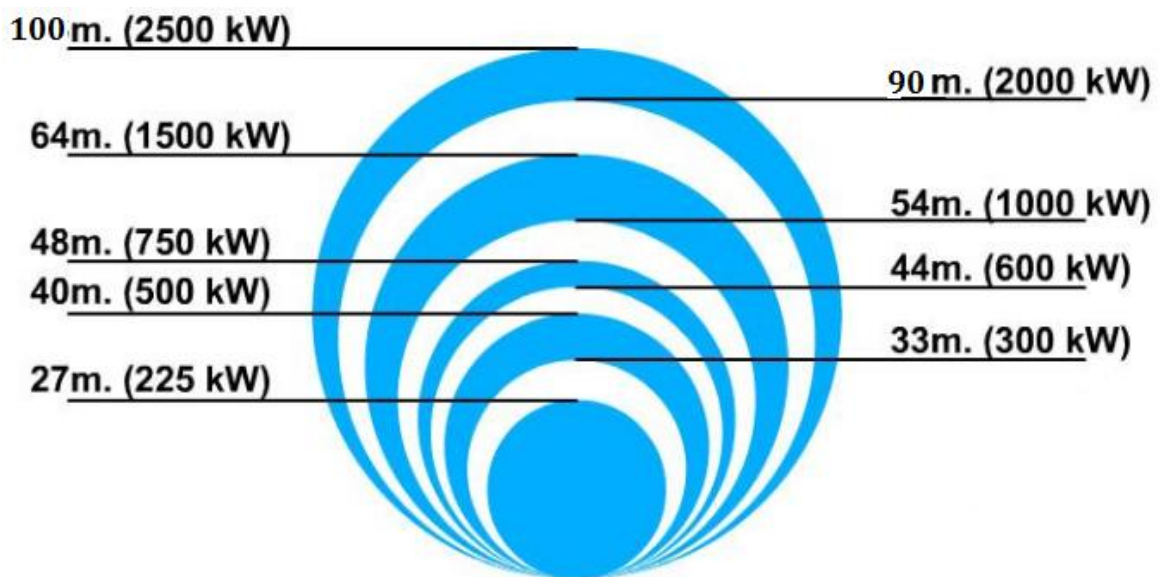


Figura 16.1.- Localización parque eólico Malpica

Un generador pequeño (es decir, un generador con una baja potencia de salida nominal) requiere menos fuerza para hacerlo girar que uno grande.

Si se acopla un gran rotor a un generador pequeño, se estará produciendo electricidad durante una gran cantidad de horas al año, pero sólo se capturará una pequeña parte del contenido energético del viento a altas velocidades de viento.

Por otro lado, un generador grande será muy eficiente a altas velocidades de viento, pero incapaz de girar a bajas velocidades.

Así pues, se mirará la distribución de velocidades de viento y el contenido energético del viento a diferentes velocidades para determinar cuál será la combinación ideal de tamaño de rotor y de tamaño de generador en los diferentes parques seleccionados.

Estas condiciones se han tenido en cuenta a la hora de elegir la turbina para repotenciar los parques.

16.1 Malpica

16.1.1 Localización

El parque de Malpica se sitúa en la ciudad de Malpica de Bergantiños, en la provincia de La Coruña (Galicia).

Según el sistema geodésico WGS84 su longitud y latitud son los siguientes

Latitud: 43° 17' 59.9"

Longitud : -8° 53' 24"



Figura 16.2.- Localización parque eólico Malpica

16.1.2 Datos eólicos

Con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) conseguimos obtener la rosa de los vientos de la estación meteorológica más cercana y que más se adapta a los datos de la distribución por dirección a 80m. Dicha estación es el punto azul situado bajo el globo de información en la figura 15.3:

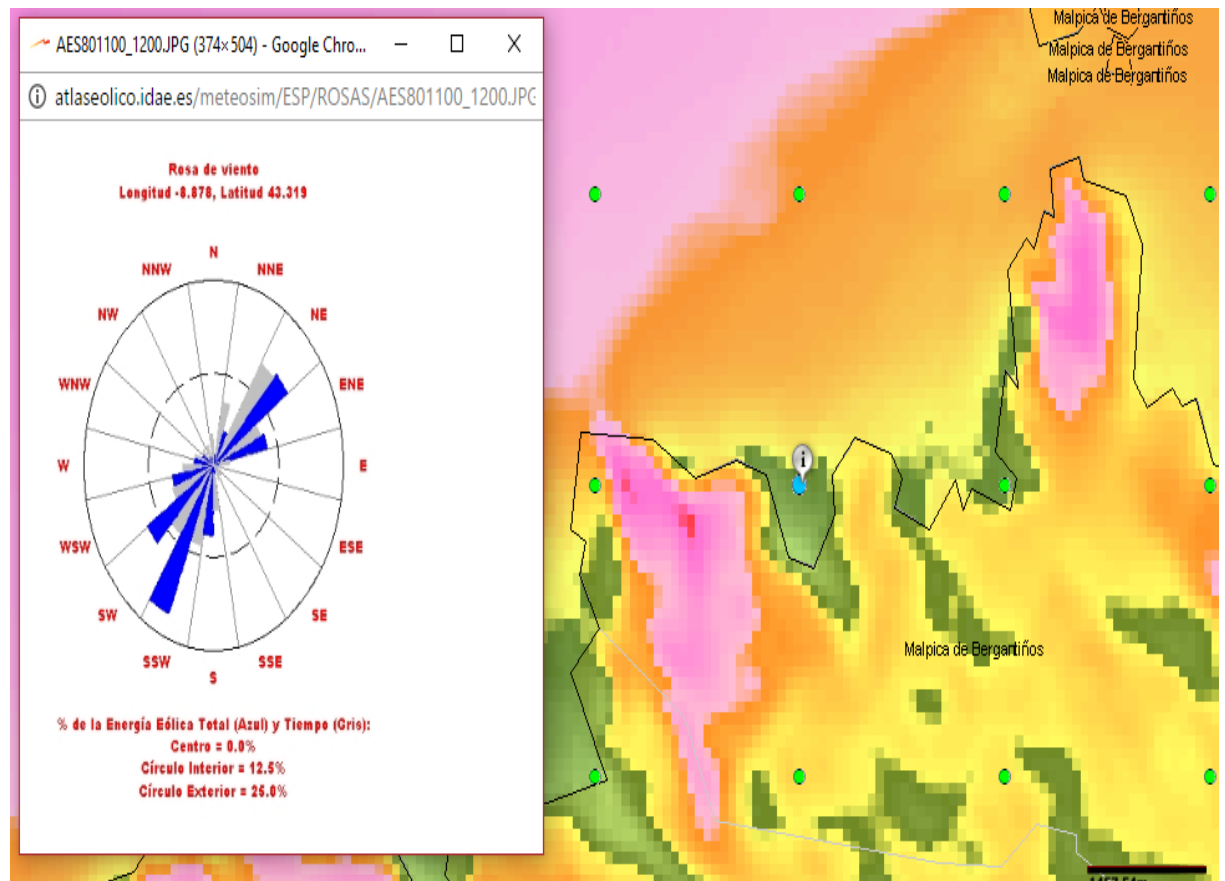


Figura 16.3.- Mapa eólico de la zona a 80 m de altura y rosa de los vientos

Con esta rosa de los vientos obtenemos una representación gráfica en la que se definen, para los diferentes sectores, los distintos valores de frecuencia de las velocidades de viento. Se puede observar que el viento es dominante en las regiones del sudoeste, suroeste y nordeste.

16.1.3 Producción y horas equivalentes del parque inicial

El cálculo de la producción del parque eólico lo vamos a obtener del IDAE, para ello meteremos los datos de la curva modelo para aerogeneradores de potencia nominal 225, que es la potencia de los modelos del parque de Malpica.

Los datos de la curva de potencia 225kW han sido obtenidos de los datos de la V27 225kW de VESTAS ya que las características mecánicas y rendimientos de estos dos modelos son prácticamente similares.

El IDAE estima unas pérdidas en la producción de un 15%, tanto la producción bruta como la neta se muestra en la siguiente imagen:

Elevación (m): 192
 Rugosidad (m): 0.15 | Weibull C (m/s): 10.11 | Weibull K (m/s): 2.011

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	180	21	225
2	0	12	200	22	220
3	0	13	215	23	210
4	5	14	225	24	200
5	17	15	225	25	185
6	30	16	225	26	0
7	53	17	225	27	0
8	82	18	225	28	0
9	115	19	225	29	0
10	150	20	225	30	0

936.652200071 Producción bruta (MWh/año)
 796.154370060 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.4.- Producción bruta y neta del aerogenerador de 225kW

Como el parque eólico Malpica tiene 67 aerogeneradores, debemos multiplicar la producción neta de uno de ellos (que es la que nos acaba de dar el IDEA) por 67:

$$796,15 \times 67 = 53342.05 \text{ MWh/año}$$

Por lo tanto, la producción anual obtenida es de 53342.05 MWh/año con un porcentaje de pérdidas del 15% (debido a estelas, el apantallamiento que producen unos aerogeneradores en otros pérdidas eléctricas etc) .

Para obtener el número de horas equivalentes aplicamos la siguiente operación:

Horas equivalentes = Potencia neta / Potencia Instalada

$$\text{Horas equivalentes} = 53342050 / (225 \times 67) = \mathbf{3538.64 \text{ horas equivalentes al año}}$$

16.1.4 Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.

La producción energética del parque eólico varía en gran medida en función de la tecnología utilizada y el modelo de turbina. Según cual sea el diámetro de los aerogeneradores para una producción similar de energía se deberán implantar un mayor o menor número de turbinas, aunque siempre menos que en el caso inicial del parque. Este factor es uno de los muchos que hacen la repotenciación de los parques eólico una opción a tener en cuenta en el desarrollo futuro del sector energético.

A modo de resumen, ya que en el “Anexo III” se encuentran todos los cálculos, se muestran los resultados obtenidos en todos los casos de estudio. Estos son:

1) producción neta y horas equivalentes de cada uno de los tres modelos de turbina.

2) mantener la potencia y repotenciar un 40% de la potencia inicial.

Para obtener la producción neta y las horas equivalentes de cada uno de los tres modelos de aerogeneradores se ha utilizado la herramienta que nos ofrece el IDAE.

La que ofrece mayor cantidad de horas equivalentes al año es la VESTAS V100, ofrece 300 horas más que la segunda, la V112, y la que ofrece mayor potencia neta es la V112, algo obvio ya que es el que ofrece mayor potencia unitaria. Se ha considerado, en este caso, la elección de la VESTAS V100 debido a que la diferencia de horas anuales es muy grande y aumentar la potencia de 225 a 1800kW es suficiente. La figura 15.4 muestra su producción para el parque de Malpica.

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	449	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0
9516.09229604		Producción bruta (MWh/año)			
8088.67845164		Producción neta (MWh/año)			
Calcular					

Figura 16.5.- Producción neta anual de la turbina elegida: V100

Para saber las horas equivalentes utilizamos la siguiente fórmula:

Horas equivalentes = producción neta / potencia instalada = 8100/1.8= **4500** horas equivalentes al año

Conclusiones:

El parque eólico de Malpica tiene instalados 67 aerogeneradores. Se trata del modelo Eco 28 de la empresa Alstom –Ecotecnia. Estos aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 28 m y una potencia de 225 kW. Se propone, para estudiar el incremento de generación energética y su resultante económico, el modelo de aerogenerador V100, fabricado por la empresa Vestas, el cual tiene un diámetro de rotor de 100 m y una potencia nominal de 1800 kW.

Se observa que se pasaría de 3500 a 4500 **horas equivalentes**, esto quiere decir que se ganaría un total de 1000 (un 27%) horas al año (produciendo energía eléctrica). Esto se

debe principalmente al mayor rendimiento del modelo V100 con respecto al modelo de 225 kW que hay instalado en el parque de Malpica.

La **relación potencia diámetro** para estos dos aerogeneradores (el instalado y el que se propone para la repotenciación) es la siguiente:

- relación potencia: $1800 \text{ kW} / 225 \text{ kW} = 8$ veces más potencia nominal nos ofrece el aerogenerador V100

- relación diámetro rotor: $100 \text{ m} / 28 \text{ m} = 3.5$ veces más grande el modelo V100

Teniendo en cuenta la relación del diámetro se obtiene la equivalencia (entre aerogenerador antiguo y nuevo) para que la ocupación del espacio sea constante. De los cálculos anteriores se deduce que instalar un aerogenerador VESTAS V100 equivale (en espacio ocupado) a instalar 3,5 ECO 28. Sin embargo 3,5 ECO 28 no producen 8100 MWh/año (producción de un V100) sino que producen 2786 MWh/año

$3,5 (\text{ECO } 28) * 796 \text{ MWh/año (cada ECO } 28) = 2700 \text{ MWh/año (producción de } 3,5 \text{ ECO } 28)$

$1(\text{V100}) * 8088 \text{ MWh/año} = 8088 \text{ MWh/año (producción anual)}$

De los cálculos anteriores se deduce que para la **misma ocupación del espacio**, habríamos obtenido a mayores (anualmente):

- una producción (energía) de 5302 MWh/año:

$8100 \text{ MWh/año (V100)} - 2700 \text{ MWh/año (3,5 ECO } 28) = 5400 \text{ MWh/año}$

- una producción 2,9 veces mayor:

$8100 \text{ MWh/año (V100)} / 2700 \text{ MWh/año (3,5 ECO } 28) = 3 \text{ veces (300\%) mayor}$

Estas conclusiones obtenidas, para la misma ocupación del espacio, tiene una gran importancia en el impacto ambiental, el cual se desarrolla en el punto 17: “red natura e impacto ambiental”.

Los datos de: diferencia de horas equivalentes, relación potencia/diámetro rotor y los datos obtenidos para la misma ocupación del espacio son uno de los grandes factores que demuestran la viabilidad y rentabilidad técnico económica de la repotenciación.

16.1.5 Casos de repotenciación

Repotenciación dejando la misma potencia inicial del parque: 15075kW

Potencia parque “viejo” Malpica: **15075** kW (67 aerogeneradores de 225 kW).

Luego si dividimos la anterior potencia instalada del parque entre la potencia unitaria del nuevo modelo obtendremos el número de aerogeneradores necesarios para igualar la potencia instalada anteriormente.

VESTAS V90: $15075 / 1800 = 8.375$ turbinas. Necesitaríamos 9 turbinas de este modelo

VESTAS V100: $15075 / 1800 = 8.375$ turbinas. Necesitaríamos 9 turbinas de este modelo.

VESTAS V112: $15075 / 1800 = 5,02$ turbinas. Prácticamente necesitaríamos 5 aerogeneradores.

Repotenciación un 40% más de la potencia inicial: 21105kW

Potencia parque “viejo” Malpica: **15075** kW (67 aerogeneradores de 225 kW).

$15075 \times 0.4 = 6030 \text{ kW}$ a mayores de los anteriormente instalados.

Luego la potencia que queremos instalar es 21105, por lo tanto repetimos la última operación del apartado anterior para obtener los aerogeneradores necesarios para producir estos KW.

VESTAS V90: $21105/1800 = 11.7$ turbinas. Necesitaríamos 12 turbinas de este modelo

VESTAS V100: $21105/1800 = 11.7$ turbinas. Necesitaríamos 12 turbinas de este modelo

VESTAS V112: $21105/3000 = 7.03$ turbinas. Prácticamente necesitaríamos 7 aerogeneradores

De los datos anteriores sacamos las siguientes conclusiones:

- **Dejando la misma potencia inicial del:** En este caso la producción más baja se obtiene utilizando al modelo V90 de 1,8 MW, algo obvio pues es el que menor potencia unitaria tiene (igual que el V100) y menos horas equivalentes de producción ofrece.

- **Repotenciación hasta un 40% de la potencia inicial:** En este caso, como era de esperar, el modelo V90 de 1,8 MW presenta también la menor producción. La generación energética más elevada también corresponde en este caso al modelo Vestas V112 de 3 MW.

La elección del tipo de aerogenerador a utilizar depende de una serie de factores como son la logística, los accesos, las condiciones medioambientales, las condiciones de viento y las condiciones económicas entre otras. Sin embargo las más relevantes son la producción y el número de horas equivalentes.

En este parque se observa que no varía la primera elección del modelo de turbina, escogido con las condiciones de producción y horas equivalentes, en ninguno de los dos casos de repotenciación presentados. Por eso en el resto de los parques del “grupo verde” no se hará este estudio, ya que no presenta gran relevancia.

Por tanto, para el parque de Malpica y según el estudio técnico, el mejor modelo que se podría instalar sería el V100 de la empresa VESTAS.

16.2 Zas

16.2.1 Localización

El parque de Zas se sitúa en la provincia de La Coruña, entre la ciudad de Zas y Santa Comba.

Según el sistema geodésico WGS84 su longitud y latitud son los siguientes:

Latitud: 43° 6' 0" Longitud: -8° 52' 11.9"



Figura 16.6.- Localización parque eólico ZAS

16.2.2 Datos eólicos

A continuación se muestra el mapa eólico de la zona de estudio a 80 metros de altura, con su correspondiente escala de colores, donde aparece el icono de información es la zona exacta en la que se encuentra el parque:



Figura 16.7.- Mapa eólico de la zona a 80 m de altura

Con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) conseguimos obtener la rosa de los vientos de la estación meteorológica más cercana y que más se adapta a los datos de la distribución por dirección a 80m. Dicha estación es el punto azul situado bajo el globo de información en la figura 15.7:

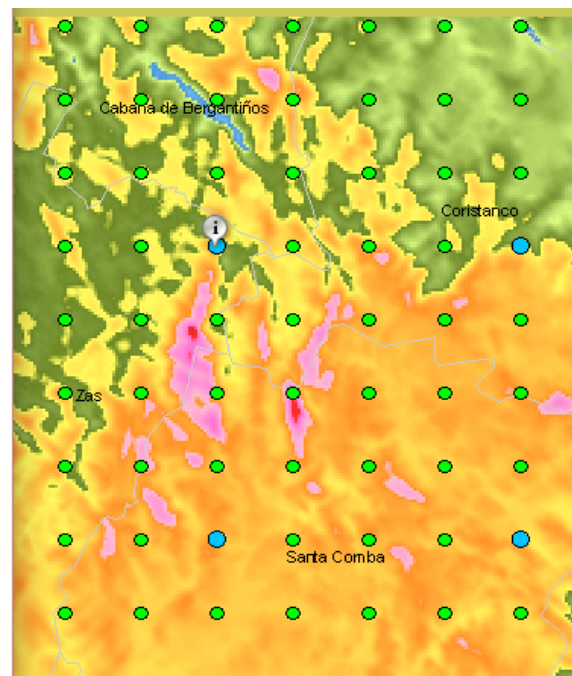
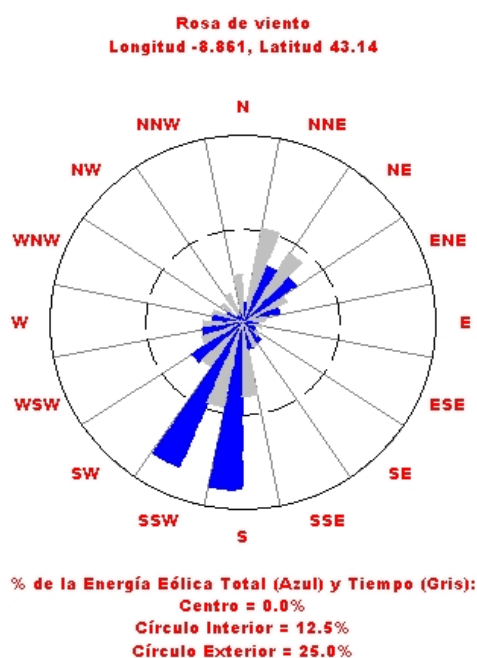


Figura 16.8.- Rosa de los vientos de la estación meteorológica

Con esta rosa de los vientos obtenemos una representación gráfica en la que se definen, para los diferentes sectores, los distintos valores de frecuencia de las velocidades de viento. Se puede observar que el viento es dominante en las regiones del sudoeste y sur.

16.2.3 Producción y horas equivalentes del parque inicial

El cálculo de la producción del parque eólico lo vamos a obtener del IDAE, para ello meteremos los datos de la curva modelo para aerogeneradores de potencia nominal 300, que es la potencia de los modelos del parque de Zas.

Los datos de la curva de potencia 300 kW han sido obtenidos de “The wind power” y ha sido modificada con la bonus 300kW obtenida del programa WAsP ya que las características mecánicas y rendimientos de estos dos modelos son prácticamente similares.

El IDAE estima unas pérdidas en la producción de un 15%, tanto la producción bruta como la neta se muestra en la siguiente imagen:

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	251	21	254
2	0	12	281	22	255
3	4	13	297	23	256
4	15	14	305	24	257
5	32	15	300	25	258
6	52	16	281	26	0
7	87	17	271	27	0
8	129	18	260	28	0
9	172	19	255	29	0
10	212	20	253	30	0

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.9.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial

Como el parque eólico Zas tiene 80 aerogeneradores, debemos multiplicar la producción neta de uno de ellos (que es la que nos acaba de dar el IDAE) por 80:

$$1226,92 \times 80 = 98153,6 \text{ MWh/año}$$

Por lo tanto, la producción anual obtenida es de 98153,6 MWh/año con un porcentaje de pérdidas del 15%.

Para obtener el número de horas equivalentes aplicamos la siguiente operación:

$$\text{Horas equivalentes} = \text{Potencia neta} / \text{Potencia Instalada}$$

$$\text{Horas equivalentes} = 98.153.600 / (300 \times 80) = \mathbf{4000 \text{ horas equivalentes anuales}}$$

16.2.4 Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.

La producción energética del parque eólico varía en gran medida en función de la tecnología utilizada y el modelo de turbina. Según cual sea el diámetro de los aerogeneradores para una producción similar de energía se deberán implantar un mayor o menor número de turbinas, aunque siempre menos que en el caso inicial del parque. Este factor es uno de los muchos que hacen la repotenciación de los parques eólico una opción a tener en cuenta en el desarrollo futuro del sector energético.

A modo de resumen, ya que en el “Anexo III” se encuentran todos los cálculos, se muestran los resultados obtenidos en los casos de: producción neta y horas equivalentes.

Para obtener la producción neta y las horas equivalentes de cada uno de los tres modelos de aerogeneradores se ha utilizado la herramienta que nos ofrece el IDAE.

La que ofrece mayor cantidad de horas equivalentes al año es la VESTAS V100, pero en este caso solo supera a la segunda, la V112, en 200 horas anuales.

La que ofrece mayor potencia neta es la V112, en este caso ofrece un 60% más de potencia que la segunda, la V100, ya que $13937/8700=1.6$.

Por tanto, la elegida en este caso, es la VESTAS V112. La figura 15.9 muestra su producción para el parque de Zas.

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

Producción bruta (MWh/año)

Producción neta (MWh/año)

Figura 16.10.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112

Para saber las horas equivalentes utilizamos la siguiente fórmula:

Horas equivalentes = producción neta / potencia instalada = $14900/3 = 4900$ horas equivalentes anuales

Conclusiones:

El parque eólico de Zas tiene instalados 80 aerogeneradores. Se trata del modelo A300 de la empresa Desa. Estos aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 30 m y una potencia de 300 kW. Se propone, para estudiar el incremento de generación energética y su resultante económico, el modelo de aerogenerador V112, fabricado por la empresa Vestas, el cual tiene un diámetro de rotor de 112 m y una potencia nominal de 3000 kW.

Se observa que se pasaría de 4000 a 4900 **horas equivalentes**, esto quiere decir que se ganaría un total de 900 (un 22%) horas al año (produciendo energía eléctrica). Esto se debe principalmente al mayor rendimiento del modelo V112 con respecto al modelo de 300 kW que hay instalado en el parque de Zas.

La **relación potencia diámetro** para estos dos aerogeneradores (el instalado y el que se propone para la repotenciación) es la siguiente:

- relación potencia: $3000 \text{ kW}/300 \text{ kW} = 10$ veces más potencia nominal nos ofrece el aerogenerador V112

- relación diámetro rotor: $112 \text{ m}/30 \text{ m} = 3.7$ veces más grande el modelo V112

Teniendo en cuenta la relación del diámetro se obtiene la equivalencia (entre aerogenerador antiguo y nuevo) para que la ocupación del espacio sea constante. De los cálculos anteriores se deduce que instalar un aerogenerador VESTAS V112 equivale (en espacio ocupado) a instalar 3,7 A300. Sin embargo 3,7 A300 no producen 13930 MWh/año (producción de un V112) sino que producen 4530 MWh/año

$3,7 (\text{A300}) * 1226 \text{ MWh/año (cada A300)} = 4530 \text{ MWh/año (producción de 3,7 A300)}$

$1(\text{V112}) * 14937 \text{ MWh/año} = 14937 \text{ MWh/año (producción anual)}$

De los cálculos anteriores se deduce que para la **misma ocupación del espacio**, habríamos obtenido a mayores (anualmente):

- una producción (energía) de 10400 MWh/año:

$14900 \text{ MWh/año (V112)} - 4530 \text{ MWh/año (3,7 A300)} = 10300 \text{ MWh/año}$

- una producción 3 veces mayor:

$14900 \text{ MWh/año (V112)} / 4530 (3,7 \text{ A300}) = 3,1 (31\%) \text{ veces mayor}$

Estas conclusiones obtenidas, para la misma ocupación del espacio, tiene una gran importancia en el impacto ambiental, el cual se desarrolla en el punto 17: "red natura e impacto ambiental".

Los datos de: diferencia de horas equivalentes, relación potencia/diámetro rotor y los datos obtenidos para la misma ocupación del espacio son uno de los grandes factores que demuestran la viabilidad y rentabilidad técnico económica de la repotenciación.

Conclusiones:

El parque eólico de Zas tiene instalado 80 aerogeneradores. Se trata del modelo A300 de la empresa Desa. Estos aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 30 m y una potencia de 300 kW. Se propone, para estudiar el incremento de generación energética y

su resultante económico, el modelo de aerogenerador V112, fabricado por la empresa Vestas, el cual tiene un diámetro de rotor de 112 m y una potencia de 3000 kW.

Se observa que se pasaría de 4089 a 4646 **horas equivalentes**, esto quiere decir que se ganaría un total de 557 (un 14%) horas al año (produciendo energía eléctrica). Esto se debe principalmente al mayor rendimiento del modelo V112 con respecto al modelo de 300 kW que hay instalado en el parque de Zas.

La **relación potencia diámetro** para estos dos aerogeneradores es la siguiente:

- relación potencia: $3000 \text{ kW} / 300 \text{ kW} = 10$ veces más potencia nominal nos ofrece el aerogenerador V112

- relación diámetro rotor: $112 \text{ m} / 30 \text{ m} = 3.7$ veces más grande el modelo V112

Teniendo en cuenta la relación del diámetro se obtiene la equivalencia (entre aerogenerador antiguo y nuevo) para que la ocupación del espacio sea constante. De los cálculos anteriores se deduce que instalar un aerogenerador VESTAS V112 equivale a instalar 3,7 A300. Sin embargo 3,7 A300 no producen 13930 MWh/año (producción de un V112) sino que producen 4530 MWh/año

$3,7 (\text{A300}) * 1226 \text{ MWh/año (cada A300)} = 4530 \text{ MWh/año (producción de 3,7 A300)}$

$1(\text{V112}) * 13930 \text{ MWh/año} = 13930 \text{ MWh/año (producción anual)}$

De los cálculos anteriores se deduce que para la **misma ocupación del espacio**, habríamos obtenido a mayores (anualmente):

- una producción (energía) de 9400 MWh/año:

$13930 \text{ MWh/año (V112)} - 4530 \text{ MWh/año (3,7 A300)} = 9400 \text{ MWh/año}$

- una producción 3 veces mayor:

$13930 \text{ MWh/año (V112)} / 4530 (3,7 \text{ A300}) = 3 (300\%) \text{ veces mayor}$

Estas conclusiones obtenidas, para la misma ocupación del espacio, tiene una gran importancia en el impacto ambiental, el cual se desarrolla en el punto 17: "red natura e impacto ambiental".

Los datos de: diferencia de horas equivalentes, relación potencia/diámetro rotor y los datos obtenidos para la misma ocupación del espacio son uno de los grandes factores que demuestran la viabilidad y rentabilidad técnico económica de la repotenciación.

16.3 Bustelo

16.3.1 Localización y datos eólicos

El parque de Bustelo se sitúa en la Lugo, en la ciudad de As Pontes, Muras.

Con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) conseguimos obtener la rosa de los vientos de la estación meteorológica más cercana y que más se adapta a los datos de la distribución por dirección a 80m. Dicha estación es el punto azul situado bajo el globo de información en la siguiente figura:

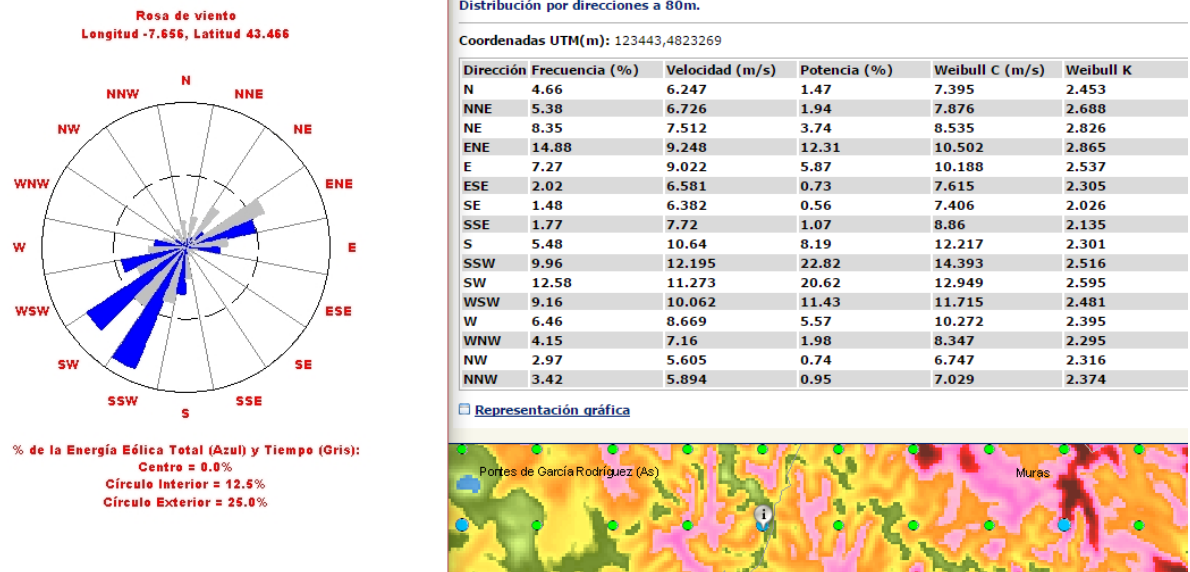


Figura 16.11.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112

Con esta rosa de los vientos obtenemos una representación gráfica en la que se definen, para los diferentes sectores, los distintos valores de frecuencia de las velocidades de viento. Se puede observar que el viento es dominante en las regiones del sudoeste y sudoeste.

16.3.2 Producción y horas equivalentes del parque inicial

El cálculo de la producción del parque eólico lo vamos a obtener del IDAE, para ello meteremos los datos de la curva modelo para aerogeneradores de potencia nominal 330, que es la potencia de los modelos del parque de Bustelo.

Los datos de la curva de potencia 330kW han sido obtenidos de “the wind power” quien ofrece los datos de la turbina MADE AE 32 que es el modelo instalado en este parque.

El IDAE estima unas pérdidas en la producción de un 15%, tanto la producción bruta como la neta se muestra en la siguiente imagen:

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	280	21	290
2	0	12	310	22	285
3	0	13	330	23	280
4	0	14	330	24	275
5	10	15	320	25	260
6	50	16	315	26	0
7	80	17	310	27	0
8	120	18	305	28	0
9	170	19	300	29	0
10	220	20	295	30	0

1545.5200038: Producción bruta (MWh/año)
1313.6920032: Producción neta (MWh/año)

Figura 16.12.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial

Como el parque eólico Bustelo tiene 76 aerogeneradores, debemos multiplicar la producción neta de uno de ellos (que es la que nos acaba de dar el IDEA) por 76:

$$1313.69 \times 76 = 99788 \text{ MWh/año}$$

Por lo tanto, la producción anual obtenida es de 99788 MWh/año con un porcentaje de pérdidas del 15%.

Para obtener el número de horas equivalentes aplicamos la siguiente operación:

Horas equivalentes = Potencia neta / Potencia Instalada

$$\text{Horas equivalentes} = 99788000 / (330 \times 76) = \mathbf{3978 \text{ horas equivalentes al año}}$$

16.3.3 Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.

A modo de resumen, ya que en el “Anexo III” se encuentran todos los cálculos, se muestran los resultados obtenidos en los casos de: producción neta y horas equivalentes.

Para obtener la producción neta y las horas equivalentes de cada uno de los tres modelos de aerogeneradores se ha utilizado la herramienta que nos ofrece el IDAE.

La que ofrece mayor cantidad de horas equivalentes al año sigue siendo la VESTAS V100, pero en este caso no llega a superar ni en 200 horas a la segunda, la V112, además con la V112 estaríamos en un número muy bueno de horas anuales equivalentes (más de 5000).

La que ofrece mayor potencia neta es la V112, en este caso ofrece un 60% más de potencia que la segunda, la V100, ya que $15162/9425=1.6$.

Por tanto, la elegida en este caso, es la VESTAS V112. La siguiente figura muestra su producción para el parque de Bustelo.

Pérdidas (%): 15					
Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0
17838.1143336 Producción bruta (MWh/año)					
15162.3971835 Producción neta (MWh/año)					
Calcular					

Figura 16.13.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112

Para saber las horas equivalentes utilizamos la siguiente fórmula:

Horas equivalentes = producción neta / potencia instalada = $15162/3 = 5054$ horas equivalentes anuales

Conclusiones:

El parque eólico de Bustelo tiene instalados 76 aerogeneradores. Se trata del modelo AE32 de la empresa Made. Estos aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 32 m y una potencia de 330 kW. Se propone, para estudiar el incremento de generación energética y su resultante económico, el modelo de aerogenerador V112, fabricado por la empresa Vestas, el cual tiene un diámetro de rotor de 112 m y una potencia nominal de 3000 kW.

Se observa que se pasaría de 3978 a 5054 **horas equivalentes**, esto quiere decir que se ganaría un total de 1076 (un 27%) horas al año (produciendo energía eléctrica). Esto se debe principalmente al mayor rendimiento del modelo V112 con respecto al modelo de 330 kW que hay instalado en el parque de Bustelo.

La **relación potencia diámetro** para estos dos aerogeneradores (el instalado y el que se propone para la repotenciación) es la siguiente:

- relación potencia: $3000 \text{ kW} / 330 \text{ kW} = 9,1$ veces más potencia nominal nos ofrece el aerogenerador V112

- relación diámetro rotor: $112 \text{ m} / 32 \text{ m} = 3.5$ veces más grande el modelo V112

Teniendo en cuenta la relación del diámetro se obtiene la equivalencia (entre aerogenerador antiguo y nuevo) para que la ocupación del espacio sea constante. De los cálculos anteriores se deduce que instalar un aerogenerador VESTAS V112 equivale (en espacio ocupado) a instalar 3,5 AE32. Sin embargo 3,5 AE32 no producen 15162 MWh/año (producción de un V112) sino que producen 4595 MWh/año

$3,5 (\text{AE32}) * 1313 \text{ MWh/año (cada AE32)} = 4595 \text{ MWh/año (producción de 3,5 AE32)}$

$1(\text{V112}) * 15162 \text{ MWh/año} = 15162 \text{ MWh/año (producción anual)}$

De los cálculos anteriores se deduce que para la **misma ocupación del espacio**, habríamos obtenido a mayores (anualmente):

- una producción (energía) de 10567 MWh/año:

$15162 \text{ MWh/año (V112)} - 4595 \text{ MWh/año (3,5 AE32)} = 10567 \text{ MWh/año}$

- una producción 3,3 veces mayor:

$15162 \text{ MWh/año (V112)} / 4595 (3,5 \text{ AE32}) = 3,3 \text{ veces (330\%)} \text{ mayor}$

Estas conclusiones obtenidas, para la misma ocupación del espacio, tiene una gran importancia en el impacto ambiental, el cual se desarrolla en el punto 17: "red natura e impacto ambiental".

Los datos de: diferencia de horas equivalentes, relación potencia/diámetro rotor y los datos obtenidos para la misma ocupación del espacio son uno de los grandes factores que demuestran la viabilidad y rentabilidad técnico económica de la repotenciación.

16.4 Corme

Este parque se sitúa también en La Coruña, por lo tanto su recurso eólico es parecido a los tres parques anteriores, en concreto sería semejante al del parque eólico Zas.

El modelo de turbina que utiliza es el DESA A300, el mismo que se utiliza en el parque de Zas (anteriormente analizado).

Por tanto la elección de la turbina para la repotenciación, la diferencia del número de horas equivalentes y de potencia neta obtenida (entre la situación inicial y la repotenciada) serían prácticamente iguales a los del parque Zas.

Además Corme es el parque de Galicia, de los pertenecientes al “grupo verde”, que menos número de aerogeneradores presenta, en concreto 61.

Por estas razones no se ha realizado un estudio tan preciso para la repotenciación de este caso.

16.5 La Muela II

Este parque se sitúa en la comunidad autónoma de Aragón, en la provincia de Zaragoza.

El modelo de turbina que utiliza es el MADE A32 de 330kW, el mismo que se utiliza en el parque de Bustelo (anteriormente analizado). Por ello la propuesta de la turbina para la repotenciación sería similar.

La diferencia del número de horas equivalentes y de potencia neta obtenida (entre la situación inicial y la repotenciada) serían inferiores en comparación con las obtenidas en el parque de Bustelo. La razón es que el recurso eólico de esta zona no es tanpreciado y por lo tanto productivo como por ejemplo los casos de la comunidad de Galicia.

Además el número de aerogeneradores instalados en este parque es 40, es uno de los 3 parque del “grupo verde” con menos aerogeneradores.

Por estas razones no se ha realizado un estudio tan preciso para la repotenciación de este caso.

16.6 Sierra del Madero I

16.6.1 Localización y datos eólicos

El parque de Sierra del Madero I se sitúa en Olvega y Novierzas, en la provincia de Soria, Castilla y León.

Con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) conseguimos obtener la rosa de los vientos de la estación meteorológica más cercana y que más se adapta a los datos de la distribución por dirección a 80m. Dicha rosa de los vientos se puede observar en la siguiente imagen:

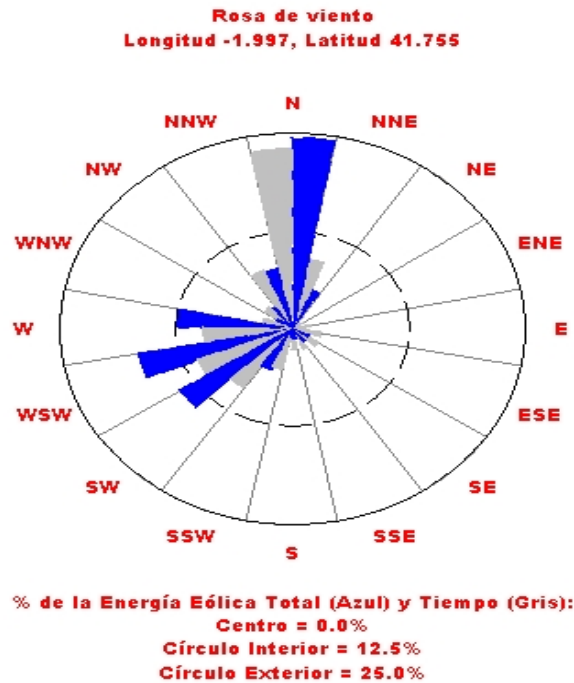


Figura 16.14.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112

Con esta rosa de los vientos obtenemos una representación gráfica en la que se definen, para los diferentes sectores, los distintos valores de frecuencia de las velocidades de viento. Se puede observar que para el caso de la ubicación de este parque el viento es dominante en las regiones del norte principalmente (aunque también predomina en el suroeste)

16.6.2 Producción y horas equivalentes del parque inicial

El cálculo de la producción del parque eólico lo vamos a obtener del IDAE, para ello meteremos los datos de la curva modelo para aerogeneradores de potencia nominal 330, que es la potencia de los modelos del parque de Sierra del Madero I.

Los datos de la curva de potencia 330kW han sido obtenidos de “the wind power” quien ofrece los datos de la turbina MADE AE 30 que es el modelo instalado en este parque.

El IDAE estima unas pérdidas en la producción de un 15%, tanto la producción bruta como la neta se muestra en la siguiente imagen.

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	265	21	275
2	0	12	310	22	265
3	0	13	325	23	255
4	0	14	330	24	250
5	12.5	15	330	25	245
6	35	16	325	26	0
7	70	17	315	27	0
8	110	18	305	28	0
9	150	19	295	29	0
10	200	20	285	30	0

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.15.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial

Como el parque eólico Sierra del Madero I tiene 45 aerogeneradores, debemos multiplicar la producción neta de uno de ellos (que es la que nos acaba de dar el IDAE) por 45:

$$1231 \times 45 = 55395 \text{ MWh/año}$$

Por lo tanto, la producción anual obtenida es de 55395 MWh/año con un porcentaje de pérdidas del 15%.

Para obtener el número de horas equivalentes aplicamos la siguiente operación:

$$\text{Horas equivalentes} = \text{Potencia neta} / \text{Potencia Instalada}$$

$$\text{Horas equivalentes} = 55395000 / (330 \times 45) = \mathbf{3730 \text{ horas equivalentes al año}}$$

16.6.3 Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.

A modo de resumen, ya que en el “Anexo III” se encuentran todos los cálculos, se muestran los resultados obtenidos en los casos de: producción neta y horas equivalentes.

Para obtener la producción neta y las horas equivalentes de cada uno de los tres modelos de aerogeneradores se ha utilizado la herramienta que nos ofrece el IDAE.

La que ofrece mayor cantidad de horas equivalentes al año sigue siendo la VESTAS V100, pero en este caso no llega a superar ni en 200 horas a la segunda, la V112.

La que ofrece mayor potencia neta es la V112, en este caso ofrece un 60% más de potencia que la segunda, la V100, ya que $14147/8855=1.6$.

Por tanto, la elegida en este caso, es la VESTAS V112. La siguiente figura muestra su producción para el parque de Sierra del Madero I.

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.16.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112

Para saber las horas equivalentes utilizamos la siguiente fórmula:

Horas equivalentes = producción neta / potencia instalada = $14147/3 = 4715$ horas equivalentes anuales

Conclusiones:

El parque eólico de Sierra del Madero I tiene instalados 45 aerogeneradores. Se trata del modelo AE32 de la empresa Made. Estos aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 32 m y una potencia de 330 kW. Se propone, para estudiar el incremento de generación energética y su resultante económico, el modelo de aerogenerador V112, fabricado por la empresa Vestas, el cual tiene un diámetro de rotor de 112 m y una potencia nominal de 3000 kW.

Se observa que se pasaría de 3730 a 4715 **horas equivalentes**, esto quiere decir que se ganaría un total de 985 (un 26%) horas al año (produciendo energía eléctrica). Esto se debe principalmente al mayor rendimiento del modelo V112 con respecto al modelo de 330 kW que hay instalado en el parque de Sierra del Madero I.

La **relación potencia diámetro** para estos dos aerogeneradores (el instalado y el que se propone para la repotenciación) es la siguiente:

- relación potencia: $3000 \text{ kW}/330 \text{ kW} = 9,1$ veces más potencia nominal nos ofrece el aerogenerador V112

- relación diámetro rotor: $112 \text{ m}/32 \text{ m} = 3.5$ veces más grande el modelo V112

Teniendo en cuenta la relación del diámetro se obtiene la equivalencia (entre aerogenerador antiguo y nuevo) para que la ocupación del espacio sea constante. De los cálculos anteriores se deduce que instalar un aerogenerador VESTAS V112 equivale (en

espacio ocupado) a instalar 3,5 AE32. Sin embargo 3,5 AE32 no producen 14147 MWh/año (producción de un V112) sino que producen 4308 MWh/año

$3,5 \text{ (AE32)} * 1231 \text{ MWh/año (cada AE32)} = 4308 \text{ MWh/año (producción de 3,5 AE32)}$

$1(\text{V112}) * 14147 \text{ MWh/año} = 14147 \text{ MWh/año (producción anual)}$

De los cálculos anteriores se deduce que para la **misma ocupación del espacio**, habríamos obtenido a mayores (anualmente):

- una producción (energía) de 9839 MWh/año:

$14147 \text{ MWh/año (V112)} - 4308 \text{ MWh/año (3,5 AE32)} = 9839 \text{ MWh/año}$

- una producción 3,3 veces mayor:

$14147 \text{ MWh/año (V112)} / 4308 \text{ (3,5 AE32)} = 3,3 \text{ veces (330\%)} \text{ mayor}$

Estas conclusiones obtenidas, para la misma ocupación del espacio, tiene una gran importancia en el impacto ambiental, el cual se desarrolla en el punto 17: “red natura e impacto ambiental”.

Los datos de: diferencia de horas equivalentes, relación potencia/diámetro rotor y los datos obtenidos para la misma ocupación del espacio son uno de los grandes factores que demuestran la viabilidad y rentabilidad técnico económica de la repotenciación.

16.7 Pebesa

16.7.1 Localización y datos eólicos

Este parque se sitúa en el término municipal de la Tortosa, en la provincia de Tarragona (Cataluña).

Como se puede observar en la siguiente imagen, es una región con un gran recurso eólico

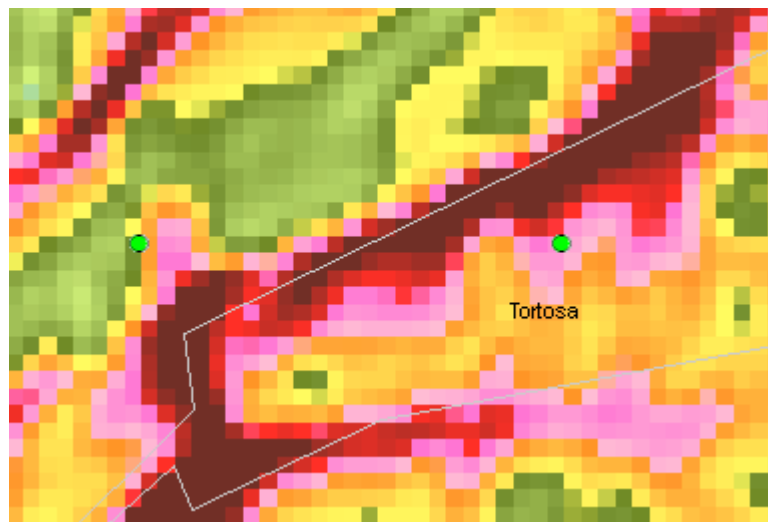


Figura 16.17.- recurso eólico

La característica particular de este parque es que, aunque cuenta solo con 27 aerogeneradores, la potencia unitaria de los modelos instalados es de solamente 150 kW, por tanto estos factores hacen una gran oportunidad para realizar la repotenciación del parque eólico Pebesa.

16.7.2 Producción y horas equivalentes del parque inicial

El cálculo de la producción del parque eólico lo vamos a obtener del IDAE, para ello meteremos los datos de la curva modelo para aerogeneradores de potencia nominal 150, que es la potencia de los modelos del parque de Pebesa.

Los datos de la curva de potencia 150kW han sido obtenidos de “the wind power” quien ofrece los datos de la turbina Bonus 23/150 cuyas características mecánicas y rendimientos de estos dos modelos son prácticamente similares.

El IDAE estima unas pérdidas en la producción de un 15%, tanto la producción bruta como la neta se muestra en la siguiente imagen:

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	120	21	100
2	0	12	130	22	100
3	0	13	145	23	90
4	0	14	145	24	90
5	10	15	130	25	90
6	25	16	125	26	0
7	40	17	115	27	0
8	60	18	110	28	0
9	75	19	105	29	0
10	110	20	105	30	0

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.18.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial

Como el parque eólico Pebesa tiene 27 aerogeneradores, debemos multiplicar la producción neta de uno de ellos (que es la que nos acaba de dar el IDAE) por 27:

$$487 \times 27 = 13149 \text{ MWh/año}$$

Por lo tanto, la producción anual obtenida es de 13149 MWh/año con un porcentaje de pérdidas del 15%.

Para obtener el número de horas equivalentes aplicamos la siguiente operación:

Horas equivalentes = Potencia neta / Potencia Instalada

$$\text{Horas equivalentes} = 13149000 / (150 \times 27) = \mathbf{3246 \text{ horas equivalentes al año}}$$

Hay que observar que este es el parque que en la actualidad recoge el menor número de horas equivalentes a lo largo del año de los seleccionados en el grupo verde. Esto se debe al bajo rendimiento y eficacia de la turbina de 150 kW.

16.7.3 Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.

A modo de resumen, ya que en el “Anexo III” se encuentran todos los cálculos, se muestran los resultados obtenidos en los casos de: producción neta y horas equivalentes.

Para obtener la producción neta y las horas equivalentes de cada uno de los tres modelos de aerogeneradores se ha utilizado la herramienta que nos ofrece el IDAE.

En este caso, la diferencia de horas equivalentes es enorme de una turbina a otra. La que ofrece mayor cantidad de horas equivalentes al año sigue siendo la VESTAS V100, la diferencia con las otros dos modelos de turbinas es brutal, al modelo V112 lo supera en prácticamente 900 horas anuales, a la V90 la supera en más de 300 horas .

La que ofrece mayor potencia neta es la V112, en este caso ofrece un 36% más de potencia que la segunda, la V100, ya que $12450/9146=1.36$.

Por tanto es evidente que en este caso la elevada diferencia de horas existente entre los distintos modelos es la que nos hace seleccionar la turbina V100 para este parque. La siguiente figura muestra su producción para el parque de Pebesa.

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	500	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0

10760.124233 Producción bruta (MWh/año)
 9146.1055988 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.19.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V110

Para saber las horas equivalentes utilizamos la siguiente fórmula:

Horas equivalentes = producción neta / potencia instalada = $9146/1.8= 5100$ horas equivalentes anuales

Conclusiones:

El parque eólico de Pebesa tiene instalados 27 aerogeneradores. Se trata del modelo ECO20 de la empresa Alstom-ECOTECNIA. Estos aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 20 m y una potencia de 150 kW. Se propone, para estudiar el incremento de generación energética y su resultante económico, el modelo de aerogenerador V100,

fabricado por la empresa Vestas, el cual tiene un diámetro de rotor de 100 m y una potencia nominal de 1800 kW.

Se observa que se pasaría de 3250 a 5100 **horas equivalentes**, esto quiere decir que se ganaría un total de 1850 (un 56%) horas al año (produciendo energía eléctrica). Esto se debe principalmente al mayor rendimiento del modelo V100 con respecto al modelo de 150 kW que hay instalado en el parque de Bustelo.

La **relación potencia diámetro** para estos dos aerogeneradores (el instalado y el que se propone para la repotenciación) es la siguiente:

- relación potencia: $1800 \text{ kW}/150 \text{ kW} = 12$ veces más potencia nominal nos ofrece el aerogenerador V100

- relación diámetro rotor: $100 \text{ m}/20 \text{ m} = 5$ veces más grande el modelo V100

Teniendo en cuenta la relación del diámetro se obtiene la equivalencia (entre aerogenerador antiguo y nuevo) para que la ocupación del espacio sea constante. De los cálculos anteriores se deduce que instalar un aerogenerador VESTAS V100 equivale (en espacio ocupado) a instalar 5 ECO20. Sin embargo 5 ECO20 no producen 9146 MWh/año (producción de un V100) sino que producen 2400 MWh/año

$5 (\text{ECO20}) * 480 \text{ MWh/año (cada ECO20)} = 2400 \text{ MWh/año (producción de 5 ECO20)}$

$1(\text{V100}) * 9146 \text{ MWh/año} = 9146 \text{ MWh/año (producción anual)}$

De los cálculos anteriores se deduce que para la **misma ocupación del espacio**, habríamos obtenido a mayores (anualmente):

- una producción (energía) de 6746 MWh/año:

$9146 \text{ MWh/año (V100)} - 2400 \text{ MWh/año (5 ECO20)} = 6746 \text{ MWh/año}$

- una producción 3,8 veces mayor:

$9146 \text{ MWh/año (V100)} / 2400 (5 \text{ ECO20}) = 3,8 \text{ veces (380\%)} \text{ mayor}$

Estas conclusiones obtenidas, para la misma ocupación del espacio, tiene una gran importancia en el impacto ambiental, el cual se desarrolla en el punto 17: “red natura e impacto ambiental”.

Los datos de: diferencia de horas equivalentes, relación potencia/diámetro rotor y los datos obtenidos para la misma ocupación del espacio son uno de los grandes factores que demuestran la viabilidad y rentabilidad técnico económica de la repotenciación.

16.8 Tahivilla

16.8.1 Localización y datos eólicos

Este parque se sitúa en el término municipal de la Tarifa, en la provincia de Cádiz (Andalucía).

Como se puede observar en la siguiente imagen, es una región con un gran recurso eólico

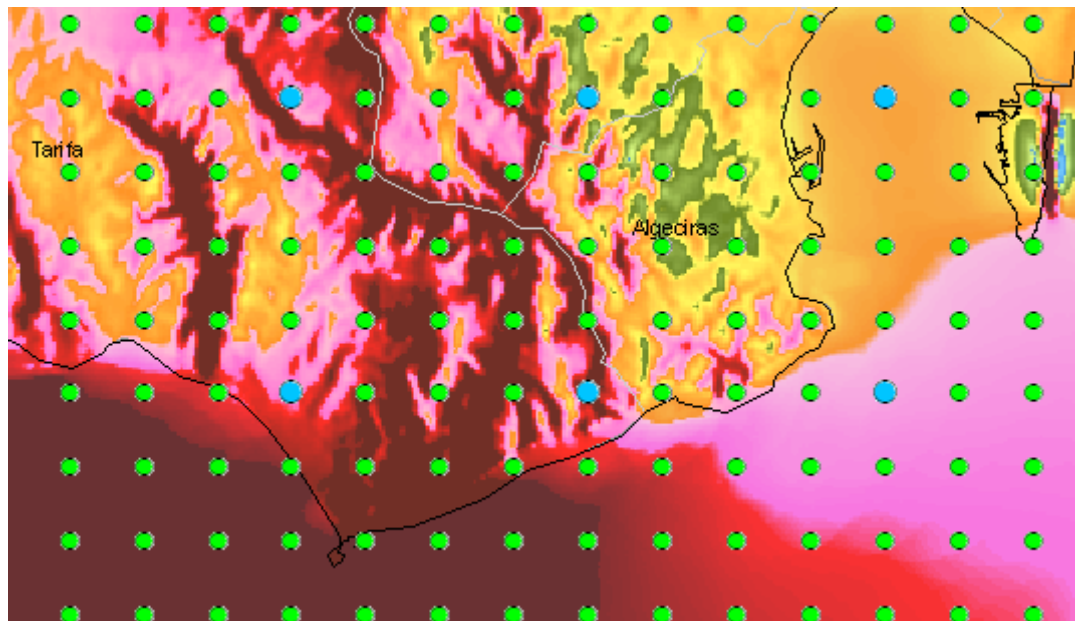


Figura 16.20.- recurso eólico

La característica particular de este parque es que cuenta con 100 aerogeneradores instalados en el parque. Es por tanto el parque con potencia inferior o igual a 300kW con mayor número de aerogeneradores de toda España. Estos factores hacen de este parque una gran oportunidad para realizar su repotenciación.

16.8.2 Producción y horas equivalentes del parque inicial

El cálculo de la producción del parque eólico lo vamos a obtener del IDAE, para ello meteremos los datos de la curva modelo para aerogeneradores de potencia nominal 300, que es la potencia de los modelos del parque de Tahivilla.

Los datos de la curva de potencia 300 kW han sido obtenidos de: "The wind power" y ha sido modificada con la bonus 300kW obtenida del programa WAsP ya que las características mecánicas y rendimientos de estos dos modelos son prácticamente similares.

El IDAE estima unas pérdidas en la producción de un 15%, tanto la producción bruta como la neta se muestra en la siguiente imagen:

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	251	21	255
2	0	12	281	22	255
3	0	13	297	23	256
4	15	14	305	24	257
5	32	15	300	25	257
6	52	16	281	26	0
7	87	17	271	27	0
8	129	18	260	28	0
9	172	19	255	29	0
10	212	20	255	30	0

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.21.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial

Como el parque eólico Tahivilla tiene 100 aerogeneradores, debemos multiplicar la producción neta de uno de ellos (que es la que nos acaba de dar el IDEA) por 100:

$$1229 \times 100 = 122900 \text{ MWh/año}$$

Por lo tanto, la producción anual obtenida es de 122900 MWh/año con un porcentaje de pérdidas del 15%.

Para obtener el número de horas equivalentes aplicamos la siguiente operación:

Horas equivalentes = Potencia neta / Potencia Instalada

$$\text{Horas equivalentes} = 122900000 / (300 \times 100) = \mathbf{4000 \text{ horas equivalentes al año}}$$

16.8.3 Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.

A modo de resumen, ya que en el “Anexo III” se encuentran todos los cálculos, se muestran los resultados obtenidos en los casos de: producción neta y horas equivalentes.

Para obtener la producción neta y las horas equivalentes de cada uno de los tres modelos de aerogeneradores se ha utilizado la herramienta que nos ofrece el IDAE.

El modelo VESTAS V100 sigue siendo el que ofrece mayor cantidad de horas equivalentes al año, pero en este caso es solamente 150 horas respecto a la segunda, la V112, además con la V112 estaríamos en un número muy bueno de horas anuales equivalentes (más de 5000).

La que ofrece mayor potencia neta es la V112, en este caso ofrece un 62% más de potencia que la segunda, la V100, ya que $15025/9330=1.62$.

Es evidente, por tanto, que el modelo elegido es el VESTAS V112. La siguiente figura muestra su producción para el parque de Tahivilla.

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.22.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112

Para saber las horas equivalentes utilizamos la siguiente fórmula:

Horas equivalentes = producción neta / potencia instalada = $15025/3 = 5050$ horas equivalentes anuales

Conclusiones:

El parque eólico de Tahivilla tiene instalados 100 aerogeneradores. Se trata del modelo A300 de la empresa Desa. Estos aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 30 m y una potencia de 300 kW. Se propone, para estudiar el incremento de generación energética y su resultante económico, el modelo de aerogenerador V112, fabricado por la empresa Vestas, el cual tiene un diámetro de rotor de 112 m y una potencia nominal de 3000 kW.

Se observa que se pasaría de 4000 a 5050 **horas equivalentes**, esto quiere decir que se ganaría un total de 1050 (un 26%) horas al año (produciendo energía eléctrica). Esto se debe principalmente al mayor rendimiento del modelo V112 con respecto al modelo de 300 kW que hay instalado en el parque de Tahivilla.

La **relación potencia diámetro** para estos dos aerogeneradores (el instalado y el que se propone para la repotenciación) es la siguiente:

- relación potencia: $3000 \text{ kW}/300 \text{ kW} = 10$ veces más potencia nominal nos ofrece el aerogenerador V112

- relación diámetro rotor: $112 \text{ m}/30 \text{ m} = 3.7$ veces más grande el modelo V112

Teniendo en cuenta la relación del diámetro se obtiene la equivalencia (entre aerogenerador antiguo y nuevo) para que la ocupación del espacio sea constante. De los cálculos anteriores se deduce que instalar un aerogenerador VESTAS V112 equivale (en espacio ocupado) a instalar 3,7 A300. Sin embargo 3,7 A300 no producen 15025 MWh/año (producción de un V112) sino que producen 4547 MWh/año

$$3,7 (A300) * 1229 \text{ MWh/año (cada A300)} = 4547 \text{ MWh/año (producción de 3,7 A300)}$$

$$1(V112) * 15025 \text{ MWh/año} = 15025 \text{ MWh/año (producción anual)}$$

De los cálculos anteriores se deduce que para la **misma ocupación del espacio**, habríamos obtenido a mayores (anualmente):

- una producción (energía) de 10478 MWh/año:

$$15050 \text{ MWh/año (V112)} - 4500 \text{ MWh/año (3,7 A300)} = 10550 \text{ MWh/año}$$

- una producción 3,3 veces mayor:

$$15025 \text{ MWh/año (V112)} / 4547 (3,7 A300) = 3,3 (330\%) \text{ veces mayor}$$

Estas conclusiones obtenidas, para la misma ocupación del espacio, tiene una gran importancia en el impacto ambiental, el cual se desarrolla en el punto 17: “red natura e impacto ambiental”.

Los datos de: diferencia de horas equivalentes, relación potencia/diámetro rotor y los datos obtenidos para la misma ocupación del espacio son uno de los grandes factores que demuestran la viabilidad y rentabilidad técnico económica de la repotenciación.

16.9 Enix

Este parque, igual que el anterior, se sitúa en la comunidad autónoma de Andalucía, en la provincia de Almería. Por ello el recurso eólico es parecido al del parque de Tahivilla

El modelo de turbina que utiliza es el MADE A30 de 330kW, similar a la utilizada en el parque de Tahivilla (anteriormente analizado). Por tanto la elección de la turbina para la repotenciación, la diferencia del número de horas equivalentes y de potencia neta obtenida (entre la situación inicial y la repotenciada) serían prácticamente iguales.

Además el número de aerogeneradores instalados en este parque es 40, es uno de los 3 parques del “grupo verde” con menos aerogeneradores.

Por estas razones no se ha realizado un estudio tan preciso para la repotenciación de este caso, ya que se tendrían resultados similares al estudio del parque de Tahivilla.

16.10 Llanos de Juan Grande

16.10.1 Localización y datos eólicos

Este parque se sitúa en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, en la provincia de Las Palmas (Canarias).

Como se puede observar en la siguiente imagen, es una región con un gran recurso eólico

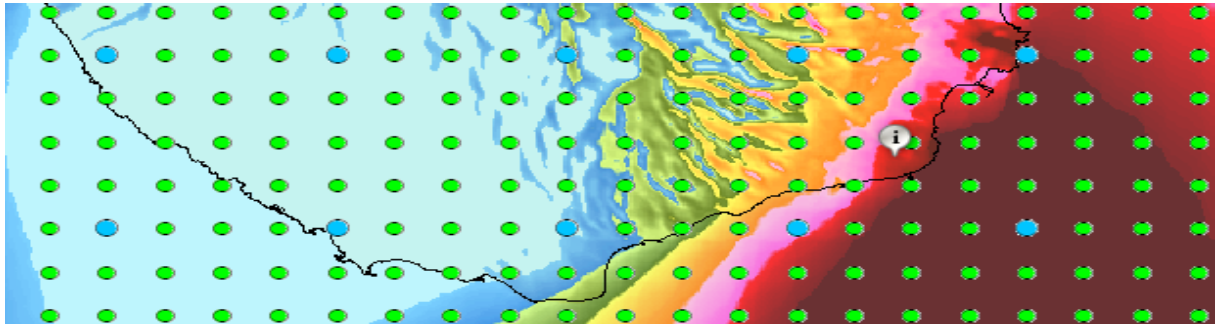


Figura 16.23.- Recurso eólico

Las características del parque y la región en la que se encuentra hacen de este una gran oportunidad para la repotenciación. Dicha oportunidad es tal que ya se está elaborando un plan eólico para su repotenciación.

16.10.2 Producción y horas equivalentes del parque inicial

El cálculo de la producción del parque eólico lo vamos a obtener del IDAE, para ello meteremos los datos de la curva modelo para aerogeneradores de potencia nominal 300, que es la potencia de los modelos del parque de Llanos de Juan Grande.

Los datos de la curva de potencia 300 kW han sido obtenidos de "The wind power" y ha sido modificada con la bonus 300kW obtenida del programa WAsP ya que las características mecánicas y rendimientos de estos dos modelos son prácticamente similares.

El IDAE estima unas pérdidas en la producción de un 15%, tanto la producción bruta como la neta se muestra en la siguiente imagen:

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	251	21	254
2	0	12	281	22	255
3	4	13	297	23	256
4	15	14	305	24	257
5	32	15	300	25	258
6	52	16	281	26	0
7	87	17	271	27	0
8	129	18	260	28	0
9	172	19	255	29	0
10	212	20	253	30	0

1502.5167564 Producción bruta (MWh/año)

1107.1392429 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.24.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial

Como el parque eólico Llano de Juan Grande tiene 67 aerogeneradores, debemos multiplicar la producción neta de uno de ellos (que es la que nos acaba de dar el IDEA) por 67:

$$1107 \times 67 = 74169 \text{ MWh/año}$$

Por lo tanto, la producción anual obtenida es de 74169 MWh/año con un porcentaje de pérdidas del 15%.

Para obtener el número de horas equivalentes aplicamos la siguiente operación:

Horas equivalentes = Potencia neta / Potencia Instalada

$$\text{Horas equivalentes} = 74169 / (300 \times 67) = \mathbf{3750 \text{ horas equivalentes al año}}$$

16.10.3 Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.

A modo de resumen, ya que en el “Anexo III” se encuentran todos los cálculos, se muestran los resultados obtenidos en los casos de: producción neta y horas equivalentes.

Para este parque se ha calculado, además de la producción neta y las horas equivalentes de cada uno de los tres modelos de aerogeneradores iniciales, la producción y las horas equivalentes para el modelo con el cual prevé el plan eólico de repotenciación que se hará dicho repowering. Para ello, como siempre, se ha utilizado la herramienta que nos ofrece el IDAE.

La que ofrece mayor cantidad de horas equivalentes al año sigue siendo la VESTAS V100. En este caso prácticamente ofrece las mismas horas que la VESTAS V90. Ambas no llegan a superar a la VESTAS V112 en 200 horas anuales. Sin embargo, a la V80 de 2 MW con la que se realizó el plan eólico de repotenciación no ofrece solo 3900 horas frente a las más de 4700 que nos ofrece tanto la V100 como la V90.

La que ofrece mayor potencia neta es la V112, algo lógico ya que es la que tiene mayor potencia unitaria. En este caso ofrece un 60% más de potencia que la segunda, la V100, ya que $13641/8546=1.6$.

Por tanto, la elegida en este caso, es la VESTAS V112. La siguiente figura muestra su producción para el parque de Llanos de Juan Grande.

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

16049.2314200 Producción bruta (MWh/año)
 13641.8467070 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.25.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112

Para saber las horas equivalentes utilizamos la siguiente fórmula:

Horas equivalentes = producción neta / potencia instalada = $13641/3 = 4547$ horas equivalentes anuales

Conclusiones:

El parque eólico de Llanos de Juan Grande tiene instalados 67 aerogeneradores. Se trata del modelo A300 de la empresa Desa. Estos aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 30 m y una potencia de 300 kW. Se propone, para estudiar el incremento de generación energética y su resultante económico, el modelo de aerogenerador V112, fabricado por la empresa Vestas, el cual tiene un diámetro de rotor de 112 m y una potencia nominal de 3000 kW.

Se observa que se pasaría de 3750 a 4600 **horas equivalentes**, esto quiere decir que se ganaría un total de 850 (un 22%) horas al año (produciendo energía eléctrica). Esto se debe principalmente al mayor rendimiento del modelo V112 con respecto al modelo de 300 kW que hay instalado en el parque de Llanos de Juan Grande.

La **relación potencia diámetro** para estos dos aerogeneradores (el instalado y el que se propone para la repotenciación) es la siguiente:

- relación potencia: $3000 \text{ kW}/300 \text{ kW} = 10$ veces más potencia nominal nos ofrece el aerogenerador V112

- relación diámetro rotor: $112 \text{ m}/30 \text{ m} = 3.7$ veces más grande el modelo V112

Teniendo en cuenta la relación del diámetro se obtiene la equivalencia (entre aerogenerador antiguo y nuevo) para que la ocupación del espacio sea constante. De los cálculos anteriores se deduce que instalar un aerogenerador VESTAS V112 equivale (en

espacio ocupado) a instalar 3,7 A300. Sin embargo 3,7 A300 no producen 13241 MWh/año (producción de un V112) sino que producen 4725 MWh/año

$3,7 (A300) * 1107 \text{ MWh/año (cada A300)} = 4150 \text{ MWh/año (producción de 3,7 A300)}$

$1(V112) * 13241 \text{ MWh/año} = 13241 \text{ MWh/año (producción anual)}$

De los cálculos anteriores se deduce que para la **misma ocupación del espacio**, habríamos obtenido a mayores (anualmente):

- una producción (energía) de 8516 MWh/año:

$13241 \text{ MWh/año (V112)} - 4150 \text{ MWh/año (3,7 A300)} = 9000 \text{ MWh/año}$

- una producción 3,08 veces mayor:

$13241 \text{ MWh/año (V112)} / 4150 (3,7 A300) = 3,08 (310\%) \text{ veces mayor}$

Estas conclusiones obtenidas, para la misma ocupación del espacio, tiene una gran importancia en el impacto ambiental, el cual se desarrolla en el punto 17: “red natura e impacto ambiental”.

Los datos de: diferencia de horas equivalentes, relación potencia/diámetro rotor y los datos obtenidos para la misma ocupación del espacio son uno de los grandes factores que demuestran la viabilidad y rentabilidad técnico económica de la repotenciación.

16.11 Finca de Mogán

Este parque, igual que el anterior, se sitúa en Las Islas Canarias, aunque en vez de en las Palmas, se encuentra en Santa cruz de Tenerife. Por ello el recurso eólico es parecido al del parque de Llanos de Juan Grande

El modelo de turbina instalado en Finca de Mogán es el MADE A30 de 330kW. Es muy similar al modelo de turbina que se utiliza en el parque Llanos de Juan Grande (anteriormente analizado). Por tanto la elección de la turbina para la repotenciación, la diferencia del número de horas equivalentes y de potencia neta obtenida (entre la situación inicial y la repotenciada) serían prácticamente iguales.

Además el número de aerogeneradores instalados en este parque es 53, 25 menos que en el anterior. Es uno de los parque del “grupo verde” con menos aerogeneradores.

Por estas razones no se ha realizado un estudio tan preciso para la repotenciación de este caso, ya que se tendrían resultados similares al estudio del parque de Llanos de Juan Grande.

16.12 Tarifa “El Cabrito”

El estudio de este parque es muy interesante ya que cuenta con 90 turbinas de 410kW de potencia unitaria cada uno. Debido a ello, sirve de nexo entre los parques del “grupo verde”, cuyos modelos tienen una potencia unitaria 150-330 kW, y los del “grupo amarillo”, cuyos modelos tienen una potencia unitaria de 660-750kW.

16.12.1 Localización y datos eólicos

Este parque se sitúa en el término municipal de Tarifa, en la provincia de Cadiz (Andalucía).

El recurso eólico de este parque es semejante al del parque de Tahivilla (anteriormente estudiado) ya que se encuentra al lado de este, además el número de aerogeneradores es

similar (ambos están en torno a 100). Por tanto el análisis de la elección de la turbina en función de la producción y horas equivalentes será prácticamente el mismo que el realizado en el punto 15.8.3.

Como se puede observar en la siguiente imagen, es una región con un gran recurso eólico

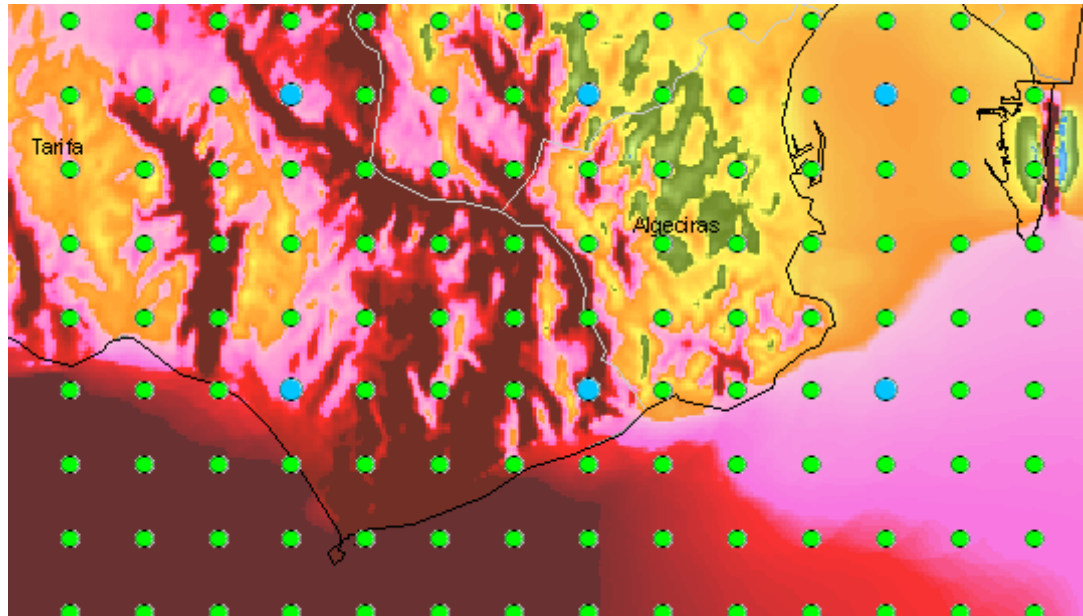


Figura 16.26.- Recurso eólico

16.12.2 Producción y horas equivalentes del parque inicial

El cálculo de la producción del parque eólico lo vamos a obtener del IDAE, para ello meteremos los datos de la curva modelo para aerogeneradores de potencia nominal 410, que es la potencia de los modelos del parque de Tarifa "El Cabrito".

Los datos de la curva de potencia del modelo Kenetech 33 M VS de 410 kW han sido obtenidos modificando (con la relación: $410/450$) la curva de potencia de la Bonus 450 kW obtenida del programa WAsP ya que las características mecánicas y rendimientos de estos dos modelos son prácticamente similares.

El IDAE estima unas pérdidas en la producción de un 15%, tanto la producción bruta como la neta se muestra en la siguiente imagen:

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	310	21	375
2	0	12	350	22	375
3	0	13	380	23	365
4	0	14	410	24	365
5	20	15	410	25	355
6	55	16	410	26	0
7	100	17	410	27	0
8	140	18	390	28	0
9	200	19	395	29	0
10	245	20	380	30	0

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Figura 16.27.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial

Hay que darse cuenta de que es más elevada la producción anual por aerogenerador en este parque que en el de Tahivilla, ello se debe a que el de Tahivilla es un parque cuyos aerogeneradores son modelos de 300 kW en vez de 410 kW. La diferencia es:

$1643 - 1229 = 420$ kW anuales por aerogenerador

Como el parque eólico El Cabrito tiene 90 aerogeneradores, debemos multiplicar la producción neta de uno de ellos (que es la que nos acaba de dar el IDEA) por 90:

$1643 \times 90 = 147870$ MWh/año

Por lo tanto, la producción anual obtenida es de 147870 MWh/año con un porcentaje de pérdidas del 15%.

Para obtener el número de horas equivalentes aplicamos la siguiente operación:

Horas equivalentes = Potencia neta / Potencia Instalada

Horas equivalentes = $147870000 / (410 \times 90) = 4010$ horas equivalentes al año

Conclusión:

El parque eólico Tarifa "El Cabrito" se encuentra situado al lado del parque Tahivilla, como se ve en las imágenes, el recurso eólico de ambos es el mismo. Después de realizar el estudio técnico de Tarifa "El Cabrito" se comprueba que solo obtenemos 10 horas equivalente más al año que Tahivilla.

Debido a todos estos datos anteriores, se propone como turbina para repotenciar el parque VESTAS V122 (la misma que Tahivilla).

16.13 Masgalán-Campo Do Coco

Por último, se ha realizado el estudio de uno de los parques del “grupo amarillo”. La elección de este parque en concreto en vez de cualquiera de los 17 restantes de este grupo (ya que El Cabrito ya se ha analizado) se debe a las siguientes razones:

- El modelo de turbina instalado es Gamesa G-47 de 660 kW. 660kW es la media de la potencia unitaria de los modelos del “grupo amarillo”, de esta forma se ve la diferencia con el grupo anterior cuyas potencias unitarias eran en torno a los 300 kW.
- La potencia instalada de este parque es 49,5 MW, tiene 75 turbinas, cada una de ellas es de 660 kW y modelo Gamesa G-47. Los siguientes 6 parques cumplen exactamente con las mismas características: Ameixeiras –Testeiros (Galicia), La Serreta más ampliación la Serreta (Aragón), Tardienta I (Aragón), Malefatón (Castilla y la Mancha), Molar del Molinar (Castilla y la Mancha) y Cabimonteros (La Rioja). Por lo tanto no estaríamos analizando un parque solo sino que este análisis sería extrapolable a los otros 6 restantes.

16.13.1 Localización y datos eólicos

Este parque se sitúa en el término municipal de Forcarei, Silleda y Lalín, en la provincia de Pontevedra (Galicia).

Como se puede observar en la siguiente imagen, es una región con un gran recurso eólico.

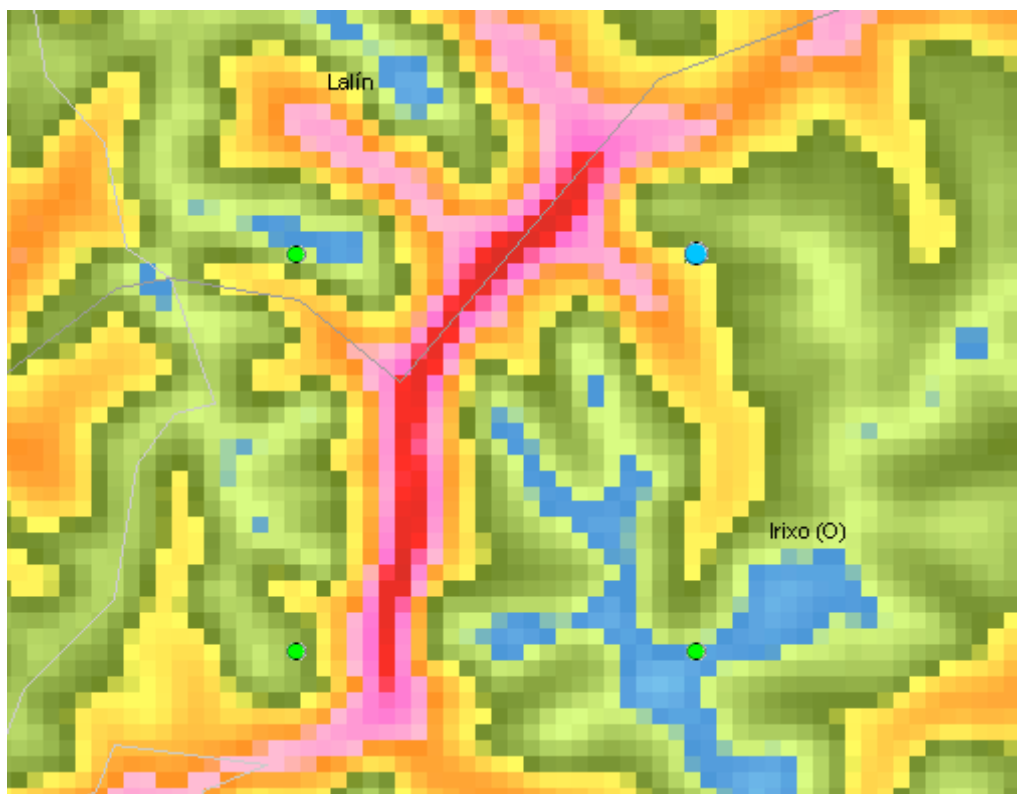


Figura 16.28.- recurso eólico

16.13.2 Producción y horas equivalentes del parque inicial

El cálculo de la producción del parque eólico lo vamos a obtener del IDAE, para ello meteremos los datos de la curva modelo para aerogeneradores de potencia nominal 660, que es la potencia de los modelos del parque de Masgalán-Campo Do Coco.

Los datos de la curva de potencia GAMESA G47 han sido obtenidos de: "The wind power" y

El IDAE estima unas pérdidas en la producción de un 15%, tanto la producción bruta como la neta se muestra en la siguiente imagen:

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	560	21	660
2	0	12	600	22	660
3	0	13	645	23	660
4	0	14	660	24	660
5	30	15	660	25	660
6	70	16	660	26	0
7	120	17	660	27	0
8	240	18	660	28	0
9	350	19	660	29	0
10	450	20	660	30	0

Producción bruta (MWh/año)

Producción neta (MWh/año)

Figura 16.29.- Producción bruta y neta del aerogenerador inicial

Como el parque eólico Llano de Juan Grande tiene 67 aerogeneradores, debemos multiplicar la producción neta de uno de ellos (que es la que nos acaba de dar el IDAE) por 67:

$$2579 \times 75 = 193425 \text{ MWh/año}$$

Por lo tanto, la producción anual obtenida es de 193425 MWh/año con un porcentaje de pérdidas del 15%.

Para obtener el número de horas equivalentes aplicamos la siguiente operación:

Horas equivalentes = Potencia neta / Potencia Instalada

$$\text{Horas equivalentes} = 193425000 / (660 \times 75) = \mathbf{3900 \text{ horas equivalentes al año}}$$

16.13.3 Elección de la turbina: Producción y horas equivalentes del parque repotenciado.

A modo de resumen, ya que en el “Anexo III” se encuentran todos los cálculos, se muestran los resultados obtenidos en los casos de: producción neta y horas equivalentes.

Para obtener la producción neta y las horas equivalentes de cada uno de los tres modelos de aerogeneradores se ha utilizado la herramienta que nos ofrece el IDAE.

En este caso, la diferencia de horas equivalentes apenas difiere en 200 horas anuales. La que ofrece mayor cantidad de horas equivalentes al año sigue siendo la VESTAS V100.

La que ofrece mayor potencia neta es la V112, en este caso ofrece un 60% más de potencia que la segunda, la V100, ya que $14000/8800=1.58$.

Por tanto es evidente que en este caso la elevada diferencia de potencia entre los distintos modelos es la que nos hace seleccionar la turbina VESTAS V112 para este parque

La siguiente figura muestra su producción para el parque de Masgalán Campo Do Coco:

Pérdidas (%): 15					
Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0
16474.3226684 Producción bruta (MWh/año) 14003.1742681 Producción neta (MWh/año) Calcular					

Figura 16.30.- Producción bruta y neta del aerogenerador elegido: V112

Para saber las horas equivalentes utilizamos la siguiente fórmula:

Horas equivalentes = producción neta / potencia instalada = $14003/3 = 4670$ horas equivalentes anuales

Conclusiones:

El parque eólico de Masgalán Campo Do Coco tiene instalados 75 aerogeneradores. Se trata del modelo G-47 de la empresa Gamesa. Estos aerogeneradores tienen un diámetro de rotor de 47 m y una potencia de 660 kW. Se propone, para estudiar el incremento de generación energética y su resultante económico, el modelo de aerogenerador V112, fabricado por la empresa Vestas, el cual tiene un diámetro de rotor de 112 m y una potencia nominal de 3000 kW.

Se observa que se pasaría de 3900 a 4670 **horas equivalentes**, esto quiere decir que se ganaría un total de 770 (un 20%) horas al año (produciendo energía eléctrica). Esto se debe principalmente al mayor rendimiento del modelo V112 con respecto al modelo de 660 kW que hay instalado en el parque de Masgalán Campo Do Coco.

La **relación potencia diámetro** para estos dos aerogeneradores (el instalado y el que se propone para la repotenciación) es la siguiente:

- relación potencia: $3000 \text{ kW}/660 \text{ kW} = 4,55$ veces más potencia nominal nos ofrece el aerogenerador V112

- relación diámetro rotor: $112 \text{ m}/47 \text{ m} = 2,4$ veces más grande el modelo V112

Teniendo en cuenta la relación del diámetro se obtiene la equivalencia (entre aerogenerador antiguo y nuevo) para que la ocupación del espacio sea constante. De los cálculos anteriores se deduce que instalar un aerogenerador VESTAS V112 equivale (en espacio ocupado) a instalar 2,4 G-47. Sin embargo 2,4 G-47 no producen 14000 MWh/año (producción de un V112) sino que producen 6168 MWh/año

$2,4 \text{ (G-47)} * 2570 \text{ MWh/año (cada G-47)} = 6168 \text{ MWh/año (producción de 2,4 G-47)}$

$1(\text{V112}) * 14000 \text{ MWh/año} = 14000 \text{ MWh/año (producción anual)}$

De los cálculos anteriores se deduce que para la **misma ocupación del espacio**, habríamos obtenido a mayores (anualmente):

- una producción (energía) de 7832 MWh/año:

$14000 \text{ MWh/año (V112)} - 6168 \text{ MWh/año (2,4 G-47)} = 7832 \text{ MWh/año}$

- una producción 2,3 veces mayor:

$14000 \text{ MWh/año (V112)} / 6168 \text{ (2,4 G-47)} = 2,3 \text{ (230\%)} \text{ veces mayor}$

Estas conclusiones obtenidas, para la misma ocupación del espacio, tiene una gran importancia en el impacto ambiental, el cual se desarrolla en el punto 17: “red natura e impacto ambiental”.

Los datos de: diferencia de horas equivalentes, relación potencia/diámetro rotor y los datos obtenidos para la misma ocupación del espacio son uno de los grandes factores que demuestran la viabilidad y rentabilidad técnico económica de la repotenciación.

16.14 Análisis global de los resultados

A día de hoy, ante el desarrollo de nuevos aerogeneradores más potentes y eficientes que pueden sustituir a los antiguos, se abre un nuevo horizonte en el sector eólico.

Como se ha podido comprobar en los resultados individuales, la producción energética de los parques varía en gran medida en función de la tecnología utilizada, es decir, en función del modelo de turbina.

Los nuevos aerogeneradores, tecnológicamente más avanzados, ofrecen mayor cantidad de horas equivalentes que se traduce en una mayor energía generada con el mismo recurso eólico.

Según cual sea el diámetro del modelo de aerogenerador elegido, para una producción similar de energía, se deberán implantar un mayor o menor número de turbinas, pero siempre menos que en el caso inicial del parque.

Estos factores técnicos son posiblemente los más importantes y hacen que la repotenciación de los parques eólicos sea una opción a tener en cuenta en el desarrollo futuro del sector energético.

A modo de resumen los resultados obtenidos en todos los parques de estudio se recopilan en la siguiente tabla:

Tabla 16.1.- Resultados de los parques estudiados

Parque	Número turbinas	Turbina inicial	Turbina para repotenciar	aumento horas equivalentes (horas)	relación potencia nominal	relación diámetro	Misma ocupación del espacio	
							Producción a mayores (MWh/año)	producción a mayores (%)
Malpica	67	ECO 28	V100	1000 (27 %)	8 veces más	3,5 veces más	5300	300
Zas	80	A300	V112	900 (22 %)	10 veces más	3,7 veces más	10300	310
Bustelo	76	AE 32	V112	1080 (27 %)	9,1 veces más	3,5 veces más	10600	330
Corme	61	similar a Zas					10200	305
La muela II	40	similar a Bustelo					10500	325
Sierra del Madero I	45	AE 32	V112	990 (26 %)	9,1 veces más	3,5 veces más	9800	330
Pebesa	27	A300	V100	1050 (26 %)	12 veces más	5 veces más	6746	380
Tahivilla	100	A306	V112	967 (26 %)	10 veces más	3,7 veces más	10550	330
Enix	40	similar a Tahivilla					10300	322
Llanos de Juan Grande	67	A300	V112	850 (22 %)	10 veces más	3,7 veces más	9000	308
Finca El Mogán	53	similar a Llanos de Juan Grande					9000	308
Tarifa El Cabrito	90	similar a Tahivilla					8025	250
Masgalán Campo Do Coco	75	G - 47	V 112	770 (20%)	4,5 veces más	2,4 veces más	7832	230

De la tabla anterior se deduce que los parques que presentan mejores características técnicas para la repotenciación son Bustelo (en Muras, Galicia) y Tahivilla (en Tarifa, Andalucía). Ambos son parques que se encuentran dentro del “grupo verde”. Por otro lado, se observa que el parque que presenta peores características para realizar la repotenciación es el de Masgalán Campo Do Coco, el cual tiene las mismas características que otros 6 parques descritos anteriormente, todos pertenecientes al “grupo amarillo”.

Tanto el parque de Bustelo como el de Tahivilla, al realizar la sustitución de los aerogeneradores se aumenta la producción de energía un 330% frente al 230% del parque de Masgalán Campo Do Coco. Por tanto, se aumenta la producción un 100% más en los dos parques del “grupo verde” que en Masgalán Campo Do Coco.

Además, tanto Bustelo como Tahivilla, al realizar la repotenciación aumentan la energía que generan 10600 MWh al año, frente a los 7800 MWh que se aumentaría en el caso de

Masgalán Campo Do Coco. Por lo tanto, se aumenta la producción casi 3000MWh más en los dos parques del “grupo verde” que en Masgalán Campo Do Coco.

En la tabla anterior se observa que los parques eólicos en los cuales la repotenciación supone una mayor mejora son los englobados en el “grupo verde”. Sin embargo, a día de hoy, los parques eólicos englobados en el “grupo amarillo” no son tan rentables para realizar la sustitución de sus aerogeneradores antiguos por los modelos más avanzados, por ello, para este grupo, no compensaría tanto realizar la repotenciación.

Por último, cabe destacar que Malpica es el parque en el que menos se aumenta la producción en términos de energía, sin embargo, en términos porcentuales se aumentaría la producción un 300% (acorde con el resto de los parques eólicos del “grupo verde”). Se debe a que, aunque está dentro del “grupo verde”, el recurso eólico de esta región es más escaso que la del resto de los parques estudiados.

17 Plan económico financiero

El plan propuesto debe contemplar, además de los requisitos técnicos, un análisis económico que valore la rentabilidad de la inversión, de modo que la repotenciación no sólo permita un mejor aprovechamiento del recurso eólico sino también un valor añadido.

Por ello, a continuación se presenta el estudio de la inversión necesaria para llevar a cabo el plan de repotenciación a partir del cálculo del coste, y el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) del programa propuesto considerando distintos escenarios alternativos que combinan diferentes tasas de retorno y horizontes temporales distintos para estimar la vida útil de los aerogeneradores, pues la incertidumbre asociada al cambio tecnológico debe ser factor relevante en las estimaciones

17.1 Relación precio/potencia unitaria del aerogenerador

Se ha realizado una curva que represente gráficamente esta relación gracias a la herramienta Microsoft office Excel y a los precios de aerogeneradores en particular.

El coste del equipo también se ha reducido gracias a la evolución tecnológica. Vale decir que aumentó la capacidad de generación con notables reducciones del peso y del costo del equipamiento. Por ello la generación eólica está resultando económicamente competitiva.

También se ha tenido en cuenta el factor de escala: Al cambiar de una máquina de 150 kW a otra de 600 kW los precios se triplicarán, en lugar de cuadruplicarse. Esto quiere decir que el precio por vatio sale más barato al aumentar la potencia (hasta cierto punto).

La razón es que hasta cierto punto existen economías de escala: la cantidad de mano de obra que participa en la construcción de una máquina de 150 kW no es muy diferente de la que hace falta para construir una máquina de 600 kW.

A continuación se muestra la curva que relaciona el precio del vatio con la potencia unitaria del aerogenerador.

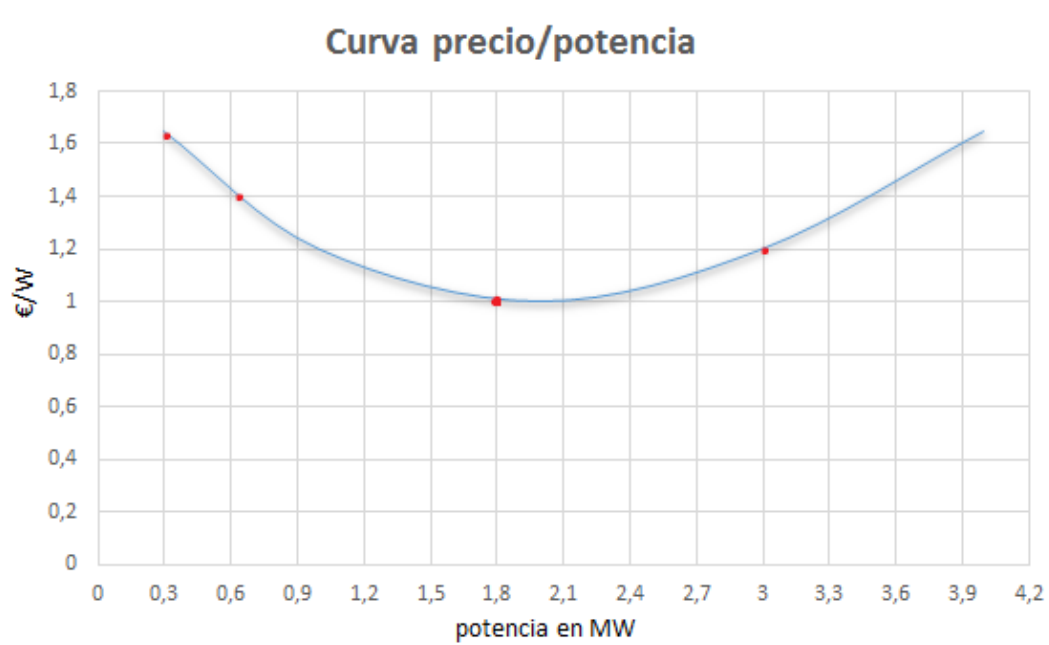


Figura 17.1.- Curva precio/potencia unitaria de aerogeneradores

17.2 Coste total del proyecto por cada aerogenerador instalado

La instalación de energía eólica requiere de una considerable inversión inicial, pero posteriormente no presenta gastos de combustible. El precio de la energía eólica es por ello mucho más estable que los precios de otras fuentes de energía fósil, mucho más volátiles. El coste marginal de la energía eólica, una vez que la planta ha sido construida y está en marcha, es generalmente inferior a 1 céntimo de dólar por kWh. Incluso, este coste se ha visto reducido con la mejora tecnológica de las turbinas más recientes. Existen en el mercado palas para aerogeneradores cada vez más largas y ligeras, a la vez que se realizan constantemente mejoras en el funcionamiento de la maquinaria de los propios aerogeneradores, incrementando la eficiencia de los mismos. Igualmente, los costes de inversión inicial y de mantenimiento de los parques eólicos han descendido.

Además, debe considerarse que, en términos temporales, en 2004 el coste de la energía eólica era una quinta parte del que presentaba en los años 1980, y los expertos consideran que la tendencia a la baja continuará en el futuro próximo, con la introducción en el mercado de nuevos aerogeneradores "multi-megavatio" cada vez más grandes y producidos en masa, capaces de producir hasta 8 megavatios de potencia por cada unidad. En 2012, los costes de capital de la energía eólica eran sustancialmente inferiores a los de 2008-2010, aunque todavía estaban por encima de los niveles de 2002 (mínimo histórico).

Uno de los hándicap más importantes de la energía eólica es la variabilidad, como podría observarse analizando sucesivos gráficos de REE que muestren la producción eólica horaria en dos días extremos. Para asegurar que en un momento de mínimo eólico existe suficiente cobertura de la demanda, debe existir una fuente energética de arranque rápido que pueda suplir esta carencia puntual. En España esto se realiza con los ciclos de gas, y en menor medida con las estaciones de bombeo. No obstante, la inclusión de estos

aspectos en el plan técnico y el estudio de su viabilidad económica es inabordable, por lo que a efectos de estudio será preciso trabajar con un conjunto de hipótesis restrictivas.

El principal coste del proyecto está formado por la inversión asociada a la adquisición de los nuevos generadores de acuerdo a las especificaciones técnicas ya analizadas. A este concepto deben sumarse una serie de gastos adicionales de difícil estimación y que, como es habitual en proyectos de ingeniería, se detallan como porcentajes fijos sobre el coste de los equipos. Por tanto, el conjunto de aspectos a considerar incluye:

$$\begin{aligned}
 &\text{Coste aerogeneradores (A)} \\
 &\quad +\text{Cimentaciones (5\%A)} \\
 &\quad \quad +\text{Accesos (2\%A)} \\
 &\quad \quad +\text{Infraestructura eléctrica (10\%A)} \\
 &\quad +\text{Ingeniería y dirección de obra (5\% coste de proyecto - CP)} \\
 &\quad \quad +\text{Varios (control de calidad...) Coste fijo = 15.000€} \\
 &\quad \quad +\text{Costes desmantelamiento (3\%A)} \\
 &\quad \quad \quad +\text{Red Natura (2\%A)} \\
 &\quad = \text{Costes ejecución proyecto (CP)} \\
 &\quad \quad +\text{Costes generales (16\%CP)} \\
 &\quad = \text{COSTE TOTAL}
 \end{aligned}$$

Algunos de los conceptos citados tendrán un impacto menor o incluso desaparecerán en función de las características el parque. Es el caso, por ejemplo, de los accesos, cuya infraestructura viene condicionada tanto por el tamaño de los nuevos equipos como por la orografía del terreno. En consecuencia, puede considerarse que los cálculos considerando son prudentes y por tanto los resultados alcanzados infravaloran el potencial rendimiento del proyecto.

A continuación se calcula el coste total del proyecto por cada aerogenerador a repotenciar. Por ello se utilizan los costes de los modelos V100 y V112 que son las turbinas elegidas en el estudio técnico.

17.2.1 Parques repotenciados con VESTAS V100

Como ya se ha explicado, el principal coste del proyecto es debido a los nuevos aerogeneradores. Los demás costes son estimaciones o porcentajes que dependen de este coste del aerogenerador, que es un coste fijo.

Para el caso del VESTAS V100, se trata de un modelo de 1.8 MW de potencia unitaria, por tanto, fijándose en la curva “precio/potencia unitaria” del punto 16.1.1 se observa que para dicha potencia se obtiene un precio de aproximadamente 1.05€/W.

$$1.05\text{€/W} * 1,8 * 10^6 \text{ W} = 1,89 * 10^6 \text{ €}$$

El precio que se tomará para un aerogenerador VESTAS V100, según los cálculos y la gráfica precio/potencia unitaria, es de 1,89 millones de euros.

El coste total, por cada aerogenerador V100 a repotenciar, se ha realizado con una hoja de cálculo de Microsoft office Excel:

Tabla 17.1.- Coste total por cada aerogenerador V100 instalado

Coste de aerogenerador		1.890.000,00	
Número de aerogeneradores	1	1.890.000,00	
+ Cimentaciones	5%	94.500,00	
+ Acceso	2%	37.800,00	
+ Infraestructura eléctrica	10%	189.000,00	
+ Ingeniería y dirección de obra	5%	122.147,37	sobre C.Proyecto
+ Varios (Control de calidad...)		15.000,00	
+ Costes de desmantelamiento	3%	56.700,00	
+ Red natura	2%	37.800,00	
Coste de ejecución del proyecto		2.442.947,37	
+ Costes generales	16%	390871,5789	
Coste total		2.833.818,95	

La elección del modelo V100 ha sido para los parques: Malpica y Pebesa. Para el coste total del parque a repotenciar habría que multiplicar este coste total por el número de aerogeneradores a instalar. El número de aerogeneradores a instalar depende de si queremos dejar la potencia que ya tenía el parque inicial o queremos aumentar un 40% la potencia inicial. Aprovechando que para el parque de Malpica se hicieron estos cálculos:

- Coste total dejando la misma potencia inicial del parque: 25.357.844,21 €
 VESTAS V100: $15075/1800 = 8.375$ turbinas. Necesitaríamos **9 turbinas** de este modelo

Tabla 17.2.- Coste total del parque instalando 9 turbinas V100

Coste de aerogenerador		1.890.000,00	
Número de aerogeneradores	9	17.010.000,00	
+ Cimentaciones	5%	850.500,00	
+ Acceso	2%	340.200,00	
+ Infraestructura eléctrica	10%	1.701.000,00	
+ Ingeniería y dirección de obra	5%	1.093.010,53	
+ Varios (Control de calidad...)		15.000,00	
+ Costes de desmantelamiento	3%	510.300,00	
+ Red natura	2%	340.200,00	
Coste de ejecución del proyecto		21.860.210,53	
+ Costes generales	16%	3497633,684	
Coste total		25.357.844,21	

- Coste con un 40% de la potencia inicial: 33.804.353,68 €

VESTAS V100: $21105/1800 = 11.7$ turbinas. Necesitaríamos **12 turbinas** de este modelo

Tabla 17.3.- Coste total del parque instalando 12 turbinas V100

Coste de aerogenerador		1.890.000,00
Número de aerogeneradores	12	22.680.000,00
+ Cimentaciones	5%	1.134.000,00
+ Acceso	2%	453.600,00
+ Infraestructura eléctrica	10%	2.268.000,00
+ Ingeniería y dirección de obra	5%	1.457.084,21
+ Varios (Control de calidad...)		15.000,00
+ Costes de desmantelamiento	3%	680.400,00
+ Red natura	2%	453.600,00
Coste de ejecución del proyecto		29.141.684,21
+ Costes generales	16%	4662669,474
Coste total		33.804.353,68

17.2.2 Parques repotenciados con VESTAS V112

Como ya se ha explicado, el coste del aerogenerador es aproximadamente el 75% del coste del proyecto. Los demás costes son estimaciones o porcentajes que dependen de este coste del aerogenerador, que es un coste fijo.

Para el caso del VESTAS V112, se trata de un modelo de 3 MW de potencia unitaria, por tanto, fijándose en la curva “precio/potencia unitaria” del punto 16.1.1 se observa que para dicha potencia se obtiene un precio de aproximadamente 1.2€/W.

$$1.2\text{€/W} * 3*10^6 \text{ W} = 3,6*10^6 \text{ €}$$

El precio que se tomará para un aerogenerador VESTAS V112, según los cálculos y la gráfica precio/potencia unitaria, es de 3,6 millones de euros.

El coste total, por cada aerogenerador V112 a repotenciar, se ha realizado con una hoja de cálculo de Microsoft office Excel:

Tabla 17.4.- Coste total por cada aerogenerador V112 instalado

Coste de aerogenerador		3.600.000,00
Número de aerogeneradores	1	3.600.000,00
+ Cimentaciones	5%	180.000,00
+ Acceso	2%	72.000,00
+ Infraestructura eléctrica	10%	360.000,00
+ Ingeniería y dirección de obra	5%	231.947,37
+ Varios (Control de calidad...)		15.000,00
+ Costes de desmantelamiento	3%	108.000,00
+ Red natura	2%	72.000,00
Coste de ejecución del proyecto		4.638.947,37
+ Costes generales	16%	742231,5789
Coste total		5.381.178,95

Se ha elegido el modelo V112 en los parques: Zas, Bustelo, Corme, La Muela II, Sierra del Madero I, Tahivilla, Enix, Llanos de Juan Grande, Finca del Mogán. Además también se

eligió este modelo para Tarifa “El Cabrito” y Masgalán- Campo Do Coco y todos los 6 parques de características similares a este último.

Para calcular el coste total de la repotenciación del parque, igual que en el caso anterior, habría que determinar el número de turbinas para dejar la potencia inicial del parque o para aumentarla un 40%. Estos cálculos habría que hacerlos para cada parque. Una vez determinado el número de turbinas necesarios para cada uno de los dos casos de la repotenciación (como se hizo para el parque de Malpica), simplemente hay que multiplicar el número de turbinas por el coste total, que se muestra en la figura anterior (ya que es para una sola turbina).

17.3 Gastos e ingresos de explotación del parque repotenciado

El estudio económico pretende calcular el VAN del proyecto presentado a partir de una combinación de distintos horizontes temporales para la vida útil de los equipos (incorporando así la incertidumbre y rápido cambio tecnológico) y diferentes tasas de retorno. Este doble análisis permite obtener múltiples alternativas que conducen a la decisión más rentable.

Para ello es preciso calcular, para el periodo de tiempo seleccionado, los ingresos y gastos derivados del proyecto.

17.3.1 Ingresos brutos

La única referencia clara, en toda la normativa española, a la repotenciación a nivel estatal se encuentra en la Disposición Transitoria Séptima del RD 661/2007. Según este Real Decreto, el cual se encuentra ya derogado, el titular de la explotación contaba con dos opciones para la venta de la producción energética. Por un lado se encontraba la opción tarifa regulada y por otro la opción de mercado.

La tarifa regulada para el grupo b.2.1 (instalaciones eólicas terrestres) establece un precio durante los primeros 20 años que se modifica una vez terminado dicho periodo.

En el mercado de producción, el precio de venta era el precio que resultara en el mercado de referencia complementado por una prima, estableciéndose unos límites superior e inferior para la suma de estos dos valores.

Tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014 el otorgamiento del régimen retributivo específico (primas) para las instalaciones eólicas será mediante subasta presentada por medio de Real Decreto estableciendo las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en la misma.

El Real Decreto 947/2015 explicado en el apartado 9.6 establece que, para la tecnología eólica, se contemple también la posibilidad de que se le otorgue la Rinv (Retribución a la inversión) a instalaciones ya existentes que lleven a cabo por lo menos la sustitución de los aerogeneradores por otros nuevos sin uso previo (repotenciación).

Como las referencias no están muy claras para el caso concreto de la repotenciación, los ingresos por venta de energía a la red se van a considerar exclusivamente los derivados del precio medio del mercado. La media aritmética del precio del mercado del último año es 5,027 c€/kWh.

Para los estudios económicos se tomará como valor del IPC (inflación) la previsión para el año 2017. Su valor será 1,5 % anual.

Los ingresos son por cada aerogenerador nuevo instalado, ya que la producción neta que metemos en la fórmula es la que nos da cada generador nuevo.

La fórmula utilizada para el cálculo de los ingresos es la siguiente.

Ingresos= 50,27 (€/MWh) x producción neta (MWh/año) + inflación = X,XX€/año

Parques repotenciados con V100:

Cada aerogenerador tiene una producción neta (media) =8617 MWh/año

Ingresos= 50,27 (€/MWh) x 8617 (MWh/año) = 433.176,59 **€/1ºaño**

433.176,59 € son los ingresos que se obtienen por cada aerogenerador V100 que se instala.

Para la repotenciación de un mismo parque tenemos dos situaciones, mantener la potencia inicial y aumentarla un 40%, cada una con un número distinto de aerogeneradores. El cálculo del número de aerogeneradores para cada una de esas dos situaciones está realizado en el punto 15.1.5.

Para obtener los ingresos totales del parque entero simplemente hay que multiplicar los ingresos de un aerogenerador V100 (433.176,59 €) por el número de aerogeneradores del parque.

Parques repotenciados con V112:

Cada aerogenerador tiene una producción neta (media) =14320 MWh/año

Ingresos= 50,27 (€/MWh) x 14320 (MWh/año) = 719.866 **€/1ºaño**

719.866 € son los ingresos que se obtienen por cada aerogenerador V100 que se instala.

Para obtener los ingresos totales del parque entero hay que multiplicar los ingresos de un aerogenerador V1112 (719.866 €) por el número de aerogeneradores del parque.

Utilizando la hoja de cálculo de Microsoft office Excel se realiza el cálculo de los ingresos durante 20-25 años que es la estimación de la vida útil de estos aerogeneradores. Se muestran en las tablas 16.5 y 16.6.

Tabla 17.5.- Ingresos de un aerogenerador V100 durante 20-25 años

	Años	Inflación	Ingresos
	2017	1,5%	433.176,59
	2018	1,5%	439.674,24
	2019	1,5%	446.269,35
	2020	1,5%	452.963,39
	2021	1,5%	459.757,84
	2022	1,5%	466.654,21
	2023	1,5%	473.654,02
	2024	1,5%	480.758,83
	2025	1,5%	487.970,22
	2026	1,5%	495.289,77
	2027	1,5%	502.719,12
	2028	1,5%	510.259,90
	2029	1,5%	517.913,80
	2030	1,5%	525.682,51
	2031	1,5%	533.567,75
	2032	1,5%	541.571,26
	2033	1,5%	549.694,83
	2034	1,5%	557.940,25
	2035	1,5%	566.309,36
periodo de 20 años	2036	1,5%	574.804,00
	2037	1,5%	583.426,06
	2038	1,5%	592.177,45
	2039	1,5%	601.060,11
	2040	1,5%	610.076,01
periodo de 25 años	2041	1,5%	619.227,15
ingreso despues de 25 años			13.022.598,05

Tabla 17.6.- Ingresos de un aerogenerador V112 durante 20-25 años

	Años	Inflación	Ingresos
	2017	1,5%	719.866,40
	2018	1,5%	730.664,40
	2019	1,5%	741.624,36
	2020	1,5%	752.748,73
	2021	1,5%	764.039,96
	2022	1,5%	775.500,56
	2023	1,5%	787.133,07
	2024	1,5%	798.940,06
	2025	1,5%	810.924,16
	2026	1,5%	823.088,03
	2027	1,5%	835.434,35
	2028	1,5%	847.965,86
	2029	1,5%	860.685,35
	2030	1,5%	873.595,63
	2031	1,5%	886.699,56
	2032	1,5%	900.000,06
	2033	1,5%	913.500,06
	2034	1,5%	927.202,56
	2035	1,5%	941.110,60
periodo de 20 años	2036	1,5%	955.227,26
	2037	1,5%	969.555,66
	2038	1,5%	984.099,00
	2039	1,5%	998.860,48
	2040	1,5%	1.013.843,39
periodo de 25 años	2041	1,5%	1.029.051,04
ingreso despues de 25 años			21.641.360,58

Estas dos tablas muestran los ingresos que se percibirían (por cada V100 o V112 instalado) si no existieran los gastos de explotación del parque.

17.3.2 Gastos de explotación

Se puede comprobar como los gastos del parque aumentan no solo por el incremento del IPC sino también por los gastos de operación y mantenimiento, los cuales incrementan su valor a medida que el parque envejece.

Los gastos comprenden los siguientes conceptos. Hay que realizar los gastos para el equipo V100 y V112 ya que los parques van a ser repotenciados con uno de esos dos modelos:

▣- Mantenimiento = costes proporcionales a ingresos brutos (Explicados en el 16.3.1). El mantenimiento de la V112 es más caro al de la V100

Tabla 17.7.- Gastos de mantenimiento

Gastos de mantenimiento (Proporcionales a los ingresos):			
- Hasta el año	2	8%	
- Hasta el año 7	7	9%	
- Hasta el año 12	12	10%	
- Hasta el año	17	11%	
- A partir del año	18	12%	

▣- Amortización del equipo = coste total (explicado en el 16.2.1 y 16.2.2) /20 (años vida útil)

▣- Ocupación de terrenos =2.500 €/equipo con incremento anual 2%

▣- Plan vigilancia ambiental = 1.200 €/equipo con incremento anual del 2%

▣- Seguro = 900 €/equipo, con incremento anual del 2%

Estos tres últimos son valores constantes tanto para V100 como para V112. Se muestran a continuación:

Tabla 17.8.- Valores de ocupación de terrenos, plan medioambiental y seguro.

Ocupación terrenos		2500 €/aerogenerador	Incremento anual	2%
Plan vig. Medioam.		1200 €/aerogenerador	Incremento anual	2%
Seguro		900 €/aerogenerador	Incremento anual	2%

- Costes financiación: suponiendo que se pide préstamo por el 80% del valor total, a tipo de interés 4% que es la tasa de amortización según el modo de préstamo francés.

Tabla 17.9.- Coste total y financiación por cada aerogenerador V100 y V112 instalado

Coste total V100		2.833.818,95
Financiación V100	80%	2267055,158
Coste total V112		5.381.178,95
Financiación V112	80%	4304943,158

Para obtener el total de pagos, se ha tenido en cuenta también un impuesto del 25% respecto a los beneficios (mostrado en el 16.4)

Parques repotenciados con V100

En este caso la producción media es 8617 MWh/año, este dato influye en: los ingresos (que influyen en el mantenimiento).

El coste del aerogenerador es 1.89 millones de euros, este dato influye en: en el coste total (que influye en la amortización) y en la financiación (que influye en costes de financiación).

Las siguientes tablas son las utilizadas para el cálculo de los pagos y el desglose de los cálculos de la devolución del préstamo:

Tabla 17.10.- Cálculo de los pagos por cada aerogenerador V100

CUADRO PARA CALCULAR LOS PAGOS							
Año	Gastos mantenimiento	Devolución del préstamo	Ocupación terrenos	Plan vig. Medioam.	Seguro	Total pagos	
1	34.654,13	166.813,89	2.500,00	1.200,00	900,00	246.455,34	
2	35.173,94	166.813,89	2.550,00	1.224,00	918,00	249.082,98	
3	40.164,24	166.813,89	2.601,00	1.248,48	936,36	255.111,00	
4	40.766,71	166.813,89	2.653,02	1.273,45	955,09	257.896,93	
5	41.378,21	166.813,89	2.706,08	1.298,92	974,19	260.739,73	
6	41.998,88	166.813,89	2.760,20	1.324,90	993,67	263.640,84	
7	42.628,86	166.813,89	2.815,41	1.351,39	1.013,55	266.601,77	
8	48.075,88	166.813,89	2.871,71	1.378,42	1.033,82	273.229,74	
9	48.797,02	166.813,89	2.929,15	1.405,99	1.054,49	276.369,04	
10	49.528,98	166.813,89	2.987,73	1.434,11	1.075,58	279.573,74	
11	50.271,91	166.813,89	3.047,49	1.462,79	1.097,09	282.845,54	
12	51.025,99	166.813,89	3.108,44	1.492,05	1.119,04	286.186,20	
13	56.970,52	166.813,89	3.170,60	1.521,89	1.141,42	293.481,89	
14	57.825,08	166.813,89	3.234,02	1.552,33	1.164,25	297.024,03	
15	58.692,45	166.813,89	3.298,70	1.583,37	1.187,53	300.641,54	
16	59.572,84	166.813,89	3.364,67	1.615,04	1.211,28	304.336,42	
17	60.466,43	166.813,89	3.431,96	1.647,34	1.235,51	308.110,74	
18	66.952,83	166.813,89	3.500,60	1.680,29	1.260,22	316.151,20	
19	67.957,12	166.813,89	3.570,62	1.713,90	1.285,42	320.153,68	
20	68.976,48	166.813,89	3.642,03	1.748,17	1.311,13	324.243,19	
21	70.011,13	166.813,89	3.714,87	1.783,14	1.337,35	363.844,84	
22	71.061,29	166.813,89	3.789,17	1.818,80	1.364,10	368.115,61	
23	72.127,21	166.813,89	3.864,95	1.855,18	1.391,38	372.480,78	
24	73.209,12	166.813,89	3.942,25	1.892,28	1.419,21	376.942,96	
25	74.307,26	166.813,89	4.021,09	1.930,12	1.447,59	381.504,86	
Gasto despues de 25 años						7.524.764,58	

Tabla 17.11.- desglose de los cálculos de la devolución del préstamo por cada aerogenerador V100

		Principal	Intereses	Acumulado	Pnte
1	166.813,89 €	54.436,44 €	90.682,21 €	54436,44409	2.212.618,71
2	166.813,89 €	56.613,90 €	88.504,75 €	138812,9324	2.128.242,23
3	166.813,89 €	58.878,46 €	86.240,19 €	212411,0048	2.054.644,15
4	166.813,89 €	61.233,60 €	83.885,05 €	288953,0001	1.978.102,16
5	166.813,89 €	63.682,94 €	81.435,71 €	368556,6752	1.898.498,48
6	166.813,89 €	66.230,26 €	78.888,39 €	451344,4974	1.815.710,66
7	166.813,89 €	68.879,47 €	76.239,18 €	537443,8324	1.729.611,33
8	166.813,89 €	71.634,65 €	73.484,00 €	626987,1408	1.640.068,02
9	166.813,89 €	74.500,03 €	70.618,62 €	720112,1815	1.546.942,98
10	166.813,89 €	77.480,03 €	67.638,62 €	816962,2239	1.450.092,93
11	166.813,89 €	80.579,24 €	64.539,42 €	917686,2679	1.349.368,89
12	166.813,89 €	83.802,40 €	61.316,25 €	1022439,274	1.244.615,88
13	166.813,89 €	87.154,50 €	57.964,15 €	1131382,4	1.135.672,76
14	166.813,89 €	90.640,68 €	54.477,97 €	1244683,251	1.022.371,91
15	166.813,89 €	94.266,31 €	50.852,34 €	1362516,136	904.539,02
16	166.813,89 €	98.036,96 €	47.081,69 €	1485062,337	781.992,82
17	166.813,89 €	101.958,44 €	43.160,21 €	1612510,385	654.544,77
18	166.813,89 €	106.036,78 €	39.081,87 €	1745056,356	521.998,80
19	166.813,89 €	110.278,25 €	34.840,40 €	1882904,165	384.150,99
20	166.813,89 €	114.689,38 €	30.429,27 €	2026265,887	240.789,27
21	166.813,89 €	119.276,95 €	25.841,70 €	2175362,077	91.693,08
22	166.813,89 €	124.048,03 €	21.070,62 €	2330422,116	-63.366,96
23	166.813,89 €	129.009,95 €	16.108,70 €	2491684,555	-224.629,40
24	166.813,89 €	134.170,35 €	10.948,30 €	2659397,493	-392.342,33
25	166.813,89 €	139.537,16 €	5.581,49 €	2833818,947	-566.763,79
		suma del principal			
Es esactamente la financiación		2.267.055,16 €			

Parques repotenciados con V112

En este caso la producción media es 14320 MWh/año, este dato influye en: los ingresos (que influyen en el mantenimiento).

El coste del aerogenerador es 3.6 millones de euros, este dato influye en: en el coste total (que influye en la amortización) y en la financiación (que influye en costes de financiación).

Las siguientes tablas son las utilizadas para el cálculo de los pagos y el desglose de los cálculos de la devolución del préstamo:

Tabla 17.12.- Cálculo de los pagos por cada aerogenerador V112

CUADRO PARA CALCULAR LOS PAGOS							
Año	Gastos mantenimiento	Devolución del préstamo	Ocupación terrenos	Plan vig. Medioam.	Seguro	Total pagos	
1	57.589,31	316.765,25	2.500,00	1.200,00	900,00	433.059,67	
2	58.453,15	316.765,25	2.550,00	1.224,00	918,00	437.509,75	
3	66.746,19	316.765,25	2.601,00	1.248,48	936,36	447.614,95	
4	67.747,39	316.765,25	2.653,02	1.273,45	955,09	452.336,77	
5	68.763,60	316.765,25	2.706,08	1.298,92	974,19	457.157,74	
6	69.795,05	316.765,25	2.760,20	1.324,90	993,67	462.080,45	
7	70.841,98	316.765,25	2.815,41	1.351,39	1.013,55	467.107,61	
8	79.894,01	316.765,25	2.871,71	1.378,42	1.033,82	478.234,05	
9	81.092,42	316.765,25	2.929,15	1.405,99	1.054,49	483.568,42	
10	82.308,80	316.765,25	2.987,73	1.434,11	1.075,58	489.017,21	
11	83.543,43	316.765,25	3.047,49	1.462,79	1.097,09	494.583,51	
12	84.796,59	316.765,25	3.108,44	1.492,05	1.119,04	500.270,49	
13	94.675,39	316.765,25	3.170,60	1.521,89	1.141,42	512.536,59	
14	96.095,52	316.765,25	3.234,02	1.552,33	1.164,25	518.571,76	
15	97.536,95	316.765,25	3.298,70	1.583,37	1.187,53	524.739,26	
16	99.000,01	316.765,25	3.364,67	1.615,04	1.211,28	531.042,76	
17	100.485,01	316.765,25	3.431,96	1.647,34	1.235,51	537.486,01	
18	111.264,31	316.765,25	3.500,60	1.680,29	1.260,22	551.026,94	
19	112.933,27	316.765,25	3.570,62	1.713,90	1.285,42	557.865,83	
20	114.627,27	316.765,25	3.642,03	1.748,17	1.311,13	564.858,14	
21	116.346,68	316.765,25	3.714,87	1.783,14	1.337,35	639.272,91	
22	118.091,88	316.765,25	3.789,17	1.818,80	1.364,10	646.585,14	
23	119.863,26	316.765,25	3.864,95	1.855,18	1.391,38	654.064,19	
24	121.661,21	316.765,25	3.942,25	1.892,28	1.419,21	661.714,84	
25	123.486,13	316.765,25	4.021,09	1.930,12	1.447,59	669.542,02	
Gasto despues de 25 años						13.171.847,00	

Tabla 17.13.- desglose de los cálculos de la devolución del préstamo por cada aerogenerador V112

			Principal	Intereses	Acumulado	Pnte
	1	316.765,25 €	103.370,13 €	172.197,73 €	103370,1349	4.201.573,02
	2	316.765,25 €	107.504,94 €	168.062,92 €	263593,844	4.041.349,31
	3	316.765,25 €	111.805,14 €	163.762,72 €	403350,2664	3.901.592,89
	4	316.765,25 €	116.277,34 €	159.290,52 €	548696,9457	3.756.246,21
	5	316.765,25 €	120.928,44 €	154.639,42 €	699857,4921	3.605.085,67
	6	316.765,25 €	125.765,57 €	149.802,29 €	857064,4605	3.447.878,70
	7	316.765,25 €	130.796,20 €	144.771,66 €	1020559,708	3.284.383,45
	8	316.765,25 €	136.028,05 €	139.539,82 €	1190594,764	3.114.348,39
	9	316.765,25 €	141.469,17 €	134.098,69 €	1367431,224	2.937.511,93
	10	316.765,25 €	147.127,93 €	128.439,93 €	1551341,141	2.753.602,02
	11	316.765,25 €	153.013,05 €	122.554,81 €	1742607,456	2.562.335,70
	12	316.765,25 €	159.133,57 €	116.434,29 €	1941524,422	2.363.418,74
	13	316.765,25 €	165.498,92 €	110.068,94 €	2148398,068	2.156.545,09
	14	316.765,25 €	172.118,87 €	103.448,99 €	2363546,659	1.941.396,50
	15	316.765,25 €	179.003,63 €	96.564,23 €	2587301,194	1.717.641,96
	16	316.765,25 €	186.163,77 €	89.404,09 €	2820005,911	1.484.937,25
	17	316.765,25 €	193.610,32 €	81.957,54 €	3062018,816	1.242.924,34
	18	316.765,25 €	201.354,74 €	74.213,12 €	3313712,237	991.230,92
	19	316.765,25 €	209.408,93 €	66.158,93 €	3575473,395	729.469,76
	20	316.765,25 €	217.785,28 €	57.782,58 €	3847705	457.238,16
	21	316.765,25 €	226.496,69 €	49.071,17 €	4130825,868	174.117,29
	22	316.765,25 €	235.556,56 €	40.011,30 €	4425271,571	-120.328,41
	23	316.765,25 €	244.978,83 €	30.589,04 €	4731495,103	-426.551,95
	24	316.765,25 €	254.777,98 €	20.789,88 €	5049967,576	-745.024,42
	25	316.765,25 €	264.969,10 €	10.598,76 €	5381178,947	-1.076.235,79
			suma de principal			
			4.304.943,16 €		59126892,2	
Es exactamente la financiación						

17.4 Flujos de caja

Conocidos los ingresos brutos del parque y los gastos de explotación que se producen a lo largo de la vida útil del parque se puede obtener el beneficio y los flujos netos de caja (FNC) de la explotación.

Hay que tener bien clara la diferencia entre FNC y beneficios.

Los FNC: es la diferencia entre los cobros y pagos que genera el proyecto (ingresos - total pagos)

Los beneficios: viene dado por la diferencia entre ingresos y gastos (ingresos - gastos de mantenimiento – ocupación terreno – Plan medioambiental – seguro – amortizaciones – intereses financiación).

El FNC y el beneficio pueden llegar a coincidir bajo una serie de circunstancias: no existe crédito al mercado, no existen costes como las amortizaciones...

Ventajas del FNC frente a la variable beneficio:

- El FNC es una variable objetiva, recordemos que el beneficio era fácilmente manipulable y subjetivo.
- La consideración de los beneficios puede llevarnos a aceptar proyectos que financieramente no son rentables

17.4.1 Parques repotenciados con VESTAS V100

Durante los primeros 7 años se percibirían unos flujos netos de caja de: 30.982.058,43 €

Al finalizar los 25 años de vida útil del aerogenerador V100 habremos obtenido unos beneficios por él de: 7,300 millones de euros y unos flujos netos de caja de 5,5 millones de euros.

Tabla 17.14.- beneficios y Flujos Netos de Caja por cada aerogenerador V100

Año	Beneficio	Impuesto	25%	FNC	Periodo (año)
1	161.549,31 €	40.387,33 €	-271.627,28	-2.833.818,95	<-- Periodo 0
2	169.612,60 €	42.403,15 €	-0,095852024	186.721,25	1
3	173.388,13 €	43.347,03 €		190.591,26	2
4	181.739,13 €	45.434,78 €		191.158,35	3
5	190.273,79 €	47.568,45 €		195.066,46	4
6	198.997,22 €	49.749,31 €		199.018,12	5
7	207.914,69 €	51.978,67 €		203.013,37	6
8	212.224,05 €	53.056,01 €		207.052,26	7
9	221.474,00 €	55.368,50 €		207.529,10	8
10	230.933,80 €	57.733,45 €		211.601,18	9
11	240.609,47 €	60.152,37 €		215.716,03	10
12	250.507,20 €	62.626,80 €		219.873,58	11
13	255.454,28 €	63.863,57 €		224.073,71	12
14	265.737,93 €	66.434,48 €		224.431,92	13
15	276.262,40 €	69.065,60 €		228.658,47	14
16	287.034,79 €	71.758,70 €		232.926,21	15
17	298.062,43 €	74.515,61 €		237.234,85	16
18	303.773,49 €	75.943,37 €		241.584,09	17
19	315.250,95 €	78.812,74 €		241.789,05	18
20	327.005,97 €	81.751,49 €		246.155,68	19
21	480.737,88 €	120.184,47 €		250.560,81	20
22	493.073,47 €	123.268,37 €		219.581,22	21
23	505.712,69 €	126.428,17 €		224.061,84	22
24	518.664,85 €	129.666,21 €		228.579,33	23
25	531.939,60 €	132.984,90 €		233.133,05	24
Total=	7.297.934,11 €			237.722,30	25
			Total=	5.497.833,47	

17.4.2 Parques repotenciados con VESTAS V112

Al finalizar los 25 años de vida útil del aerogenerador V112 habremos obtenido unos beneficios por el de: 11,230 millones de euros y unos flujos netos de caja de 8,5 millones de euros.

Tabla 17.15.- beneficios y Flujos Netos de Caja por cada aerogenerador V112

Año	Beneficio	Impuesto	25%	FNC	Periodo (año)
1	216.420,41 €	54.105,10 €	-503.445,99	-5.381.178,95	<-- Periodo 0
2	230.397,38 €	57.599,34 €	-0,093556819	286.806,73	1
3	237.270,66 €	59.317,66 €		293.154,65	2
4	251.770,32 €	62.942,58 €		294.009,41	3
5	266.598,80 €	66.649,70 €		300.411,95	4
6	281.765,50 €	70.441,38 €		306.882,22	5
7	297.280,13 €	74.320,03 €		313.420,11	6
8	305.163,34 €	76.290,83 €		320.025,46	7
9	321.284,47 €	80.321,12 €		320.706,01	8
10	337.782,92 €	84.445,73 €		327.355,74	9
11	354.669,78 €	88.667,44 €		334.070,81	10
12	371.956,52 €	92.989,13 €		340.850,84	11
13	381.048,16 €	95.262,04 €		347.695,37	12
14	399.041,58 €	99.760,40 €		348.148,76	13
15	417.469,83 €	104.367,46 €		355.023,87	14
16	436.346,02 €	109.086,51 €		361.960,30	15
17	455.683,75 €	113.920,94 €		368.957,30	16
18	466.225,07 €	116.556,27 €		376.014,05	17
19	486.389,51 €	121.597,38 €		376.175,62	18
20	507.057,13 €	126.764,28 €		383.244,76	19
21	797.302,46 €	199.325,62 €		390.369,12	20
22	819.023,76 €	204.755,94 €		330.282,76	21
23	841.296,68 €	210.324,17 €		337.513,86	22
24	864.138,57 €	216.034,64 €		344.796,30	23
25	887.567,34 €	221.891,84 €		352.128,55	24
Total=	11.230.950,10 €			359.509,02	25
			Total=	8.469.513,58	

17.5 Van y TIR

La rentabilidad de la inversión de los proyectos se puede medir de diversas formas. Existen criterios no financieros que no tienen en cuenta la cronología de los flujos de caja y los financieros que si los tienen en cuenta. En estos últimos se encuentran las dos técnicas que se van a utilizar, el VAN (Valor actual neto) y el TIR (Tanto interno de rentabilidad). Para el cálculo de estos datos, como de los anteriores, se usa Microsoft office Excel.

Cálculo del VAN

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+k)^t} - \text{Inversión inicial}$$

Donde, FNC_t son los flujos netos de caja en el momento t y k es la tasa de valoración del proyecto.

Cálculo del TIR

$$\sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+r)^t} = \text{Inversión inicial}$$

Donde r es la tasa de rendimiento del proyecto o TIR. Representa el tipo de interés que anula el VAN.

17.5.1 Van

En cuanto al cálculo del VAN, se ha trabajado teniendo en cuenta los datos anteriores y con los siguientes supuestos:

- ❑ - En los flujos de caja netos se comparará la cifra de ingresos antes determinada con los pagos (mantenimiento + devolución del préstamo + ocupación de terrenos + plan medioambiental + seguro + impuesto sobre beneficios del 25%).
- ❑ - Considerando que el desmantelamiento de los equipos obsoletos y la puesta en marcha de los nuevos puede suponer hasta dos años, es preciso considerar la ausencia de ingresos durante esos años 1 y 2 y la exclusión de los gastos de amortización.
- ❑ - A este efecto se tienen que considerar dos escenarios, hay que realzar el VAN para 8617 MWh/año (producción de un equipo V100) y para 14320 MWh/año (producción de un equipo V112) en cada uno de los cuales se trabaja con tasas de retorno que van del 1% al 10%.

Para estos escenarios se han supuesto diferentes horizontes temporales, debido a la posibilidad de innovaciones tecnológicas que aceleran la obsolescencia de los equipos antes de lo previsto, en cuyo caso se ha eliminado la amortización y los gastos financieros en el año de la misma.

Parques repotenciados con V100

Una obsolescencia del aerogenerador VESTAS V100 a los 15 años de la instalación de los equipos supondría un valor actual neto de los flujos de caja negativo para cualquier tipo de descuento excepto para un coste del capital del 1 al 3%.

Por su parte, si la obsolescencia se produjese a los 20 años, el proyecto solo sería rentable (viable) con un coste de capital del 1 al 5%.

A los 25 años de vida útil de los activos, el proyecto tendría flujos positivos con tasas de descuentos del 1 al 6%.

Tabla 17.16.- Cálculo del VAN para cada aerogenerador V100

Horizonte temporal				
VAN		15	20	25
Tasa de retorno	1%	1.183.077,47€	1.984.234,40€	2.446.905,45€
	2%	718.482,99€	1.414.897,88€	1.812.510,77€
	3%	326.600,85€	935.580,25€	1.279.818,81€
	4%	-5.702,52€	529.963,74€	830.183,36€
	5%	-288.962,36€	184.958,57€	448.681,30€
	6%	-531.664,93€	-109.978,17€	123.320,93€
	7%	-740.674,44€	-363.372,28€	-155.572,58€
	8%	-921.566,10€	-582.146,05€	-395.836,08€
	9%	-1.078.886,82€	-771.942,21€	-603.842,97€
	10%	-1.216.360,06€	-937.378,71€	-784.797,03€

Parques repotenciados con V112

Una obsolescencia del aerogenerador VESTAS V112 a los 15 años de la instalación de los equipos supondría un valor actual neto de los flujos de caja negativo para cualquier tipo de descuento excepto para un coste del capital del 1%.

Por su parte, si la obsolescencia se produjese a los 20 años, el proyecto solo sería rentable (viable) con un coste de capital del 1 al 3%.

A los 25 años de vida útil de los activos, el proyecto tendría flujos positivos con tasas de descuentos del 1 al 4%.

Tabla 17.17.- Cálculo del VAN para cada aerogenerador V112

Horizonte temporal				
VAN		15	20	25
Tasa de retorno	1%	522.027,09 €	2.043.355,33 €	2.921.927,95
	2%	-154.689,54 €	1.167.742,57 €	1.922.775,31
	3%	-726.156,43 €	430.243,18 €	1.083.922,65
	4%	-1.211.307,71 €	-194.123,47 €	375.967,83
	5%	-1.625.340,93 €	-725.405,76 €	-224.618,93
	6%	-1.980.505,86 €	-1.179.758,89 €	-736.743,93
	7%	-2.286.717,75 €	-1.570.253,33 €	-1.175.659,52
	8%	-2.552.035,75 €	-1.907.506,20 €	-1.553.719,56
	9%	-2.783.037,59 €	-2.200.176,12 €	-1.880.970,10
	10%	-2.985.114,06 €	-2.455.352,41 €	-2.165.612,90

17.6 Análisis global de los resultados

Como conclusiones generales, puede apuntarse que un proyecto de repotenciación está sometido a similares ratios económicos que un proyecto eólico nuevo.

Cabe destacar que la realización del VAN y el TIR son una forma fehaciente de comprobar la rentabilidad del proyecto. Para que un proyecto sea viable, el VAN debe ser positivo y el TIR superior a la rentabilidad mínima exigida.

Los beneficios, desde el punto de vista económico, de llevar a cabo una repotenciación, frente a un proyecto eólico totalmente nuevo, reside en:

- La reutilización de estructuras existentes del parque antiguo, abaratando costes, como son la subestación, la línea de alta tensión o los caminos. El VAN no se ha reducido, porque como hemos dicho, reutilizar determinadas infraestructuras disminuye la inversión inicial.
- la enorme reducción en la incertidumbre del recurso, al contar con históricos de producción y viento del parque existente.
- la extensión a la vida del parque, que prolonga el flujo de caja.

El factor más decisivo es sin duda el número de horas equivalentes. Por este motivo, debe de realizarse un gran esfuerzo en maximizar este factor. Marcan la frontera de la viabilidad económica. Fueron calculadas con la herramienta que proporciona el IDEA.

La financiación del proyecto es uno de los puntos clave y más costosos. Las condiciones de los préstamos ofrecidos por los bancos son muy exigentes, de manera que debe de buscarse la posibilidad de financiar el parque con otras alternativas, como fondos propios o socios y accionistas

El periodo de retorno de la inversión, también es un criterio habitualmente empleado aunque menos decisivo para determinar la viabilidad de un proyecto. Tanto para los parques que utilizarían el modelo V100 como para los parques que se proponen repotenciar con V112 la inversión sería rentable ya a los 15 años.

Se obtienen valores muy interesantes de VAN, sobre todo para parques de más de 15 años, con lo cual queda probado que además de sus ventajas tecnológicas, energéticas y medioambientales, la repotenciación tiene un claro valor añadido de tipo económico. En los resultados obtenidos puede haber repercutido positivamente que los casos estudiados tienen un elevado número de horas equivalentes.

18 Conclusiones

El análisis realizado en este trabajo determina que la ejecución de los proyectos de repotenciación es una opción totalmente viable para el relanzamiento de la energía eólica en España. Esta afirmación se apoya principalmente en el gran avance tecnológico que ha experimentado este sector en apenas 15 años.

Del análisis de la normativa nacional y del mercado, parte I y parte II de este trabajo, se deduce que una normativa específica y clara que regule este tipo de modificación de instalaciones (pues la única referencia clara se produce en un Real Decreto 661/2007 que se encuentra derogado), una mejora en la legislación que favorezca la repotenciación, un acceso más sencillo a financiación, y teniendo en cuenta que las condiciones de riesgo son bajas gracias a trabajar sobre un parque ya existente y con un gran histórico de datos, daría un gran impulso a la repotenciación de parques eólicos.

La rentabilidad de la repotenciación se puede aumentar aprovechando los aerogeneradores viejos. Cada vez son mayores las alternativas para estos residuos, desde vender directamente los aerogeneradores, descomponer las partes y buscar usos diferentes, hasta la combustión de las palas para producir calor y aprovechar las cenizas para fabricar cemento.

Se puede concluir que la repotenciación es una buena opción desde el punto de vista técnico, económico, medioambiental y de calidad de la red eléctrica, aunque se requieren unas horas equivalentes elevadas para que sea ventajosa para el inversor.

19 Bibliografía

PARTE I: MERCADO ELÉCTRICO

- [1]http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Hacia_un_sistema_elctrico_100R.pdf
- [2] <http://www.omel.es/files/me01pt.pdf>
- [3]<https://www.youtube.com/watch?v=iaxLeWXjbcE>
- [4]http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Primas_a_coste_cero.pdf
- [5]<http://www.cne.es>.
- [6]<http://www.ree.es/accionistas/pdf/MarcoLegalEstable.pdf>.
- [7]www.omie.es
- [8] REAL DECRETO-LEY 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de reasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- [9]http://www.aeeolica.org/uploads/documents/sp2010/II_Jose-Salmeron_WIND-TO-MARKET.pdf?phpMyAdmin=nkH26XnGN7Ws3Rn1f-QjR33eVc7
- [10]<https://www.iberdrola.es/clientes/hogar/tarifas-reguladas/bono-social>
- [11]http://economia.elpais.com/economia/2015/06/05/actualidad/1433501682_102686.html
- [12]<http://www.imf-formacion.com/blog/energias-renovables/articulos/energias-renovables-articulos/la-energia-nuestra-de-cada-dia-el-mix-energetico-espanol/>
- [13]<http://www.invertia.com/noticias/nuclear-eolica-carbon-espana-tiene-mix-energetico-equilibrado-europa-2956366.htm>
- [14] <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>

PARTE II: ENERGÍA EÓLICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO

- [15] BOE: Boletín Oficial del Estado
- [16] <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/procedimientos-de-operacion>
- [17]<http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/marco-normativo/normativa-nacional/?page=4&lang=es>
- [18] <http://goldabogados.com/2012/es/wp-content/uploads/2014/01/Resumen-LSE2.pdf>
- [19]<http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-y-el-precio-de-la-luz/>
- [20]http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf
- [21]http://www.magrama.gob.es/es/ceneam/grupos-de-trabajo-y-seminarios/red-parques-nacionales/laenergiaeolica-jramonayuso_tcm7-403340.pdf7

[22]sociedad, E. y. (2016). Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-2-energias-renovables-tecnologia-economia-evolucion-e-integracion-en-el-sistema-electrico/>

PARTE III: REPOTENCIACIÓN EÓLICA

[23]AEE: Asociación Empresarial Eólica

[24]Apuntes de energía eólica. Universidad de león

[25]Microsoft Office Excel

[26]<http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/mapa-eolico/>

[27]<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>

[28]http://www.actuallidadjuridicaambiental.com/wp-content/uploads/2014/07/2014_07_01_Garcia_Ureta_EIA.pdf

[29]http://www.enair.es/files_minieolica/PER_2011-

[30]2020_plan_de_energias_renovables_minieolica.pdf

[31]<http://www.europasur.es/article/comarca/836417/la-repotenciacion/parque/eolico/cabrito/es/viable.html>

[32]<http://www.uv.es/~gaspar/dfuno/T02>

[33] REE: Red Eléctrica de España

[34]http://www.observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Hacia_un_sistema_el_ectrico_100R.pdf .

[35]https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica

[36]IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

20 Anexos

20.1 Anexo I: selección de parques nacionales

Tras el análisis, según los parámetros descritos al principio de la tercera parte de este trabajo, los parques seleccionados son los que se muestran a continuación.

Tenemos 11 parques con un fondo verde, son los parques que denominamos “grupo verde”, son los parques cuyos aerogeneradores tienen potencias unitarias entre 150 y 330 kW. Por otro lado, los 18 parques restantes con fondo amarillo son los denominados “grupo amarillo”, estos son los que tienen instalados turbinas de potencias unitarias de 300 a 660kW.

Parque eólico	Sociedad promotora	Potencia instalada MW	Nº de aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Marca del aerogenerador	Modelo	Tecnología	Comunidad autónoma
Malpica	P. EÓLICO DE MALPICA, S.A.	15,075	65 y 2	225	Alstom-Ecotécnica	ECO28 y ECO48	JA	Galicia
Bustelo	ACCIONA ENERGÍA	25,08	76	330	MADE	AE 32	JA	
Corme	DESARROLLOS EÓLICOS CORME, S.A.	13,3	61	300	DESA	A300	JA	
Zas	DESARROLLOS EÓLICOS DE GALICIA, S.A.	24	80	300	DESA	A300	JA	
Somozas	Energías Ambientales Somozas, S.A.	48	80	600	Alstom-Ecotécnica	ECO44	JA	
Masgalán-Campo Do Coco	IBERDROLA RENOVABLES	49,5	75	660	GAMESA	G-47	DFIG 1º G	
Ameixeiras - Testeiros	IBERDROLA RENOVABLES	49,5	75	660	GAMESA	G-47	DFIG 1º G	
La Muela II	EÓLICA VALLE DEL EBRO	13,2	40	330	MADE	AE 30	JA	Aragón
La Serreta+ampliación en la Serreta	MOLINOS DEL EBRO, S.A.	49,5	75	660	GAMESA	G-47	DFIG 1º G	
Tardienta I	IBERDROLA RENOVABLES	49,5	75	660	GAMESA	G-47	DFIG 1º G	
Izco	ACCIONA ENERGÍA	33	50	660	GAMESA	G-47	DFIG 1º G	Navarra
Alaiz y ampliación	ACCIONA ENERGÍA	33,09	49 y 1	660 y 750	GAMESA / GE	G-47 / GE 50	DFIG 1º G y DFIG	
Malefátón	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	49,5	75	660	GAMESA	G-47	DFIG 1º G	Castilla y la Mancha
Molar del Molinar	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	49,5	75	660	GAMESA	G-47	DFIG 1º G	

Parque eólico	Sociedad promotora	Potencia instalada MW	Nº de aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Marca del aerogenerador	Modelo	Tecnología	Comunidad autónoma
Sierra del Madero I	P.E.S. MADERO	14,85	45	330	MADE	AE-32	JA	Castilla y León
Páramo de Poza I	EÓLICAS PÁRAMO DE POZA, S.A.	49,5	66	750	Alstom-Ecotècnia	ECO48	JA	
Páramo de Poza II	EÓLICAS PÁRAMO DE POZA, S.A.	48,74	67	750	Alstom-Ecotècnia	ECO48	JA	
Pico Gallo	EON Renovables	24,42	37	660	MADE	AE 46	JA	Asturias
Elgea	EÓLICAS DE EUSKADI	24,42	37	660	GAMESA	G-47	DFIG 1 G	Pais Vasco
Pebesa (Baix Ebre)	PARC EOLIC BAIX EBRE, S.A.	4,05	27	150	Alstom-Ecotècnia	ECO20	JA	Cataluña
Les Colladetes	ENERVENT, S.A.	36,63	54	660	GAMESA	G-47	DFIG 1 G	
Yerga I	Eólicas de La Rioja	24,42	37	660	GAMESA	G-47	DFIG 1 G	La Rioja
Cabimonteros	Desarrollo de energías Renovables de la Rioja, S. A. (DERRIOJA)	49,5	75	660	GAMESA	G-47	DFIG 1 G	
Enix	ENEL GREEN POWER ESPAÑA	13,2	40	330	MADE	AE 30	JA	Andalucía
Tahivilla	DESARROLLOS EÓLICOS DE TARIFA	30	100	300	DESA	A300	JA	
Los Llanos	EXPLOTACIONES EÓLICAS SIERRA DE UTRERA	19,8	30	660	GAMESA	G-47	DFIG 1 G	
KW Tarifa (El Cabrito)	KW Tarifa	36,9	90	410	Kenetech	33 M VS	JA	
Finca de Mogán (Arico)	Parque Eólico Finca de Mogán, S.A.	16,5	53	330	MADE	AE 30 y 32-AE 46	JA	Canarias
Llanos de Juan Grande	Desarrollos Eólicos de Canarias, S.A.	20,1	67	300	DESA	A300	JA	

20.2 Anexo II: comparativa curvas de potencia

Una forma de ver la diferencia de rendimiento y eficiencia existente entre las turbinas del “grupo verde” (150-330kW), las del “grupo amarillo” (330-660kW) y las actuales (1800-3000 kW) es de forma gráfica.

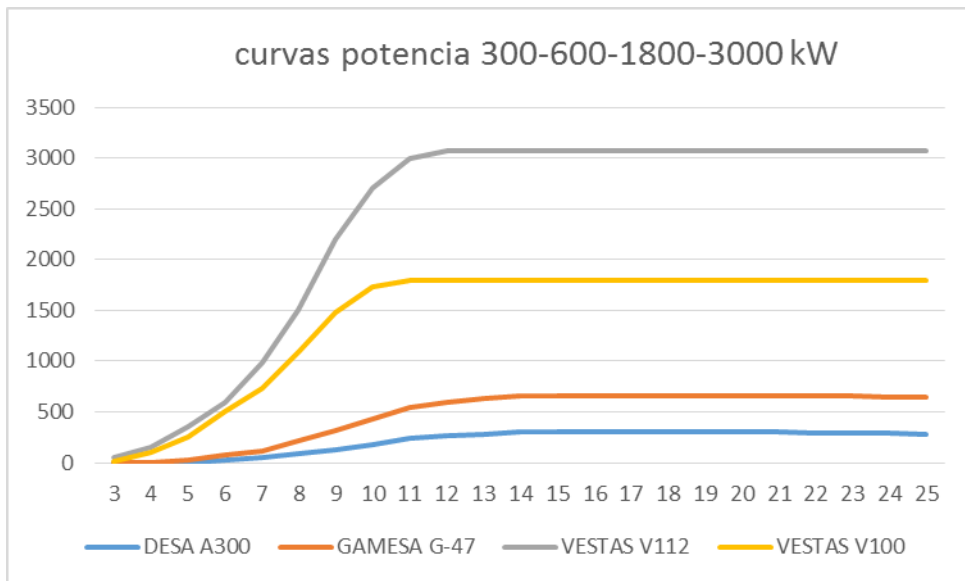
Para ello se ha utilizado la herramienta Microsoft Office Excel, para implementar las siguientes tablas y así poder hacer las dos gráficas que se muestran a continuación.

DESA A 300			Gamesa G-47 660		
velocidad (m/s)	potencia (kW)	Comparativa potencias	velocidad (m/s)	potencia (kW)	Comparativa potencias
3	0	0	3	0	0
4	0	0	4	0	0
5	4,5	0,015	5	30	0,045454545
6	21	0,07	6	70	0,106060606
7	49	0,163333333	7	120	0,181818182
8	86	0,286666667	8	220	0,333333333
9	132	0,44	9	320	0,484848485
10	183	0,61	10	430	0,651515152
11	235	0,783333333	11	550	0,833333333
12	260	0,866666667	12	600	0,909090909
13	275	0,916666667	13	630	0,954545455
14	300	1	14	660	1
15	300	1	15	660	1
16	300	1	16	660	1
17	300	1	17	660	1
18	300	1	18	660	1
19	300	1	19	660	1
20	300	1	20	660	1
21	300	1	21	660	1
22	295	0,983333333	22	660	1
23	290	0,966666667	23	660	1
24	285	0,95	24	650	0,984848485
25	275	0,916666667	25	640	0,96969697

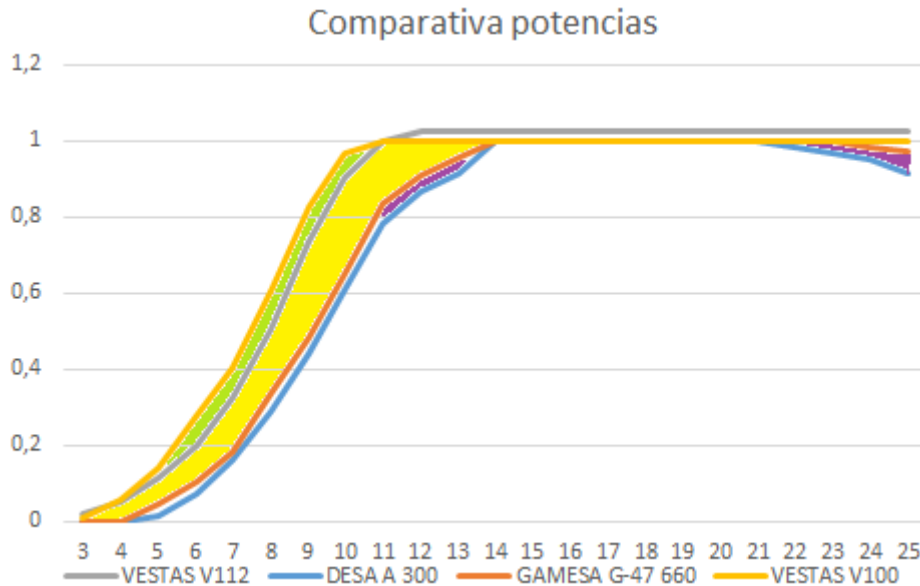
VESTAS V112			VESTAS V100		
velocidad (m/s)	potencia (kW)	Comparativa potencias	velocidad (m/s)	potencia (kW)	Comparativa potencias
3	55	0,018333333	3	13	0,007222222
4	150	0,05	4	106	0,058888889
5	350	0,116666667	5	251	0,139444444
6	590	0,196666667	6	500	0,277777778
7	981	0,327	7	728	0,404444444
8	1506	0,502	8	1084	0,602222222
9	2200	0,733333333	9	1486	0,825555556
10	2710	0,903333333	10	1738	0,965555556
11	3000	1	11	1800	1
12	3075	1,025	12	1800	1
13	3075	1,025	13	1800	1
14	3075	1,025	14	1800	1
15	3075	1,025	15	1800	1
16	3075	1,025	16	1800	1
17	3075	1,025	17	1800	1
18	3075	1,025	18	1800	1
19	3075	1,025	19	1800	1
20	3075	1,025	20	1800	1
21	3075	1,025	21	1800	1
22	3075	1,025	22	1800	1
23	3075	1,025	23	1800	1
24	3075	1,025	24	1800	1
25	3075	1,025	25	1800	1

La elección de estos cuatro modelos, para la representación gráfica de las curvas de potencia de aerogeneradores, se debe a que son los más abundantes de los parques seleccionados y los modelos VESTAS V112 y V100 son los que mejores prestaciones ofrecían en el estudio técnico.

A continuación se muestra la gráfica que representa las curvas de potencia que caracterizan cada modelo. Se puede observar claramente la gran diferencia de potencia unitaria que presenta el modelo V112 frente a las de los modelos antiguos (10 veces más que los modelos de 300kW y 5 veces más que los modelos de 660kW)



Posteriormente se ha representado las tablas de “comparativa potencias”. Son tablas normalizadas de tal forma que la potencia máxima de cada generador sea uno. Así se verá la mejora del rendimiento, independientemente de la potencia nominal (unitaria) que tiene cada modelo. Como se puede observar, el área en verde es rendimiento que se ganaría con el modelo V100 frente a la V112 y el área en amarillo es la mejora de la V112 frente a los modelos antiguos.



20.3 Anexo III: cálculos de los 3 modelos de aerogeneradores

En este anexo se recogen los cálculos realizados para cada uno de los parques del “grupo verde” y el parque del “grupo amarillo” de cada una de las 3 turbinas elegidas para la repotenciación.

Malpica

VESTAS V90 1800Kw

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1772	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	0	13	1800	23	1800
4	93	14	1800	24	1800
5	203	15	1800	25	1800
6	366	16	1800	26	0
7	595	17	1800	27	0
8	900	18	1800	28	0
9	1270	19	1800	29	0
10	1617	20	1800	30	0

8938.64483687 Producción bruta (MWh/año)

7597.84811134 Producción neta (MWh/año)

Calcular

$7597,84/1,8=4221.02$ horas equivalentes anuales

VESTAS V100 1800kW

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	449	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0

9516.09229604 Producción bruta (MWh/año)

8088.67845164 Producción neta (MWh/año)

Calcular

$8088/1,8 = 4493,7$ horas equivalentes anuales

VESTAS V112 3000kW

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3000
2	0	12	3000	22	3000
3	24	13	3000	23	3000
4	134	14	3000	24	3000
5	310	15	3000	25	3000
6	589	16	3000	26	0
7	981	17	3000	27	0
8	1506	18	3000	28	0
9	2200	19	3000	29	0
10	2710	20	3000	30	0

14954.5899887 Producción bruta (MWh/año)
 12711.4014904 Producción neta (MWh/año)
 Calcular

$$12711/3 = 4237.13 \text{ horas equivalentes anuales}$$

Zas

VESTAS V90 1800Kw

Pérdidas (%): 15

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1769	21	1800
2	0	12	1798	22	1800
3	0	13	1800	23	1800
4	91	14	1800	24	1800
5	200	15	1800	25	1800
6	362	16	1800	26	0
7	588	17	1800	27	0
8	889	18	1800	28	0
9	1255	19	1800	29	0
10	1604	20	1800	30	0

9638.72313983 Producción bruta (MWh/año)
 8192.91466886 Producción neta (MWh/año)
 Calcular

$$8192/1,8 = 4551 \text{ horas equivalentes anuales}$$

VESTAS V100 1800kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	500	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0

10305.8724005 Producción bruta (MWh/año)
 8759.9915404 Producción neta (MWh/año)

$$8759/1.8 = 4827 \text{ horas equivalentes anuales}$$

VESTAS V112 3000kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

16396.7502220 Producción bruta (MWh/año)
 13937.2376887 Producción neta (MWh/año)

$$13937/3 = 4645 \text{ horas equivalentes anuales}$$

Bustelo

20.3.1 VESTAS V100 1800kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	500	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0

11088.3162086 Producción bruta (MWh/año)
 9425.06877732 Producción neta (MWh/año)

$$9425/1.8 = 5236 \text{ horas equivalentes anuales}$$

20.3.2 VESTAS V112 3000kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

17838.1143336 Producción bruta (MWh/año)
 15162.3971835 Producción neta (MWh/año)

$$15162/3 = 5054 \text{ horas equivalentes anuales}$$

Sierra del Madero I

VESTAS V90 1800Kw

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1769	21	1800
2	0	12	1798	22	1800
3	0	13	1800	23	1800
4	91	14	1800	24	1800
5	200	15	1800	25	1800
6	362	16	1800	26	0
7	588	17	1800	27	0
8	889	18	1800	28	0
9	1255	19	1800	29	0
10	1604	20	1800	30	0

9582.5882472 Producción bruta (MWh/año)
 8145.20001018 Producción neta (MWh/año)

$$8145/1,8 = 4525.11 \text{ horas equivalentes anuales}$$

VESTAS V100 1800kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	500	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0

10418.2431065 Producción bruta (MWh/año)
 8855.50664085 Producción neta (MWh/año)

$$8855/1.8 = 4919 \text{ horas equivalentes anuales}$$

VESTAS V112 3000kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

16644.1772931 Producción bruta (MWh/año)
 14147.5506991 Producción neta (MWh/año)

$$14147/3 = 4715.66 \text{ horas equivalentes anuales}$$

Pebesa

VESTAS V90 1800Kw

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1769	21	1800
2	0	12	1798	22	1800
3	0	13	1800	23	1800
4	91	14	1800	24	1800
5	200	15	1800	25	1800
6	362	16	1800	26	0
7	588	17	1800	27	0
8	889	18	1800	28	0
9	1255	19	1800	29	0
10	1604	20	1800	30	0

10280.3118775 Producción bruta (MWh/año)
 8738.26509586 Producción neta (MWh/año)

$$8738/1,8 = 4854 \text{ horas equivalentes anuales}$$

VESTAS V100 1800kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	500	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0

10760.124233 Producción bruta (MWh/año)
 9146.10559838 Producción neta (MWh/año)

$$9146/1.8 = 5100 \text{ horas equivalentes anuales}$$

VESTAS V112 3000kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

14648.1085395 Producción bruta (MWh/año)
 12450.8922586 Producción neta (MWh/año)

$$12450/3 = 4200 \text{ horas equivalentes anuales}$$

Tahivilla

VESTAS V90 1800Kw

Información					
Cálculo horas equivalentes					
Coordenadas UTM(m): 266441,3989660					
Elevación (m): 50					
Rugosidad (m): 0.15 Weibull C (m/s): 12.09 Weibull K (m/s): 2.175					
Pérdidas (%): 15					
Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1769	21	1800
2	0	12	1798	22	1800
3		13	1800	23	1800
4	91	14	1800	24	1800
5	200	15	1800	25	1800
6	362	16	1800	26	0
7	588	17	1800	27	0
8	889	18	1800	28	0
9	1255	19	1800	29	0
10	1604	20	1800	30	0
10558.6699056 Producción bruta (MWh/año)					
8974.86941982 Producción neta (MWh/año)					
Calcular					

$8974/1.8 = 4985$ horas equivalentes anuales

VESTAS V100 1800kW

Pérdidas (%): 15					
Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	500	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0
10976.6687326 Producción bruta (MWh/año)					
9330.16842223 Producción neta (MWh/año)					
Calcular					

$9330/1.8 = 5200$ horas equivalentes anuales

VESTAS V112 3000kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

$$15025/3 = 5050 \text{ horas equivalentes anuales}$$

Llanos de Juan Grande

VESTAS V90 1800Kw

Información

Cálculo horas equivalentes

Coordenadas UTM(m): 450850,3089650
 Elevación (m): 1124
 Rugosidad (m): 0.1 | Weibull C (m/s): 11.32 | Weibull K (m/s): 2.17

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1769	21	1800
2	0	12	1798	22	1800
3	0	13	1800	23	1800
4	91	14	1800	24	1800
5	200	15	1800	25	1800
6	362	16	1800	26	0
7	588	17	1800	27	0
8	889	18	1800	28	0
9	1255	19	1800	29	0
10	1604	20	1800	30	0

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

$$8516/1.8 = 4731 \text{ horas equivalentes anuales}$$

VESTAS V100 1800kW

Pérdidas (%):

15

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	500	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0

10043.447096 Producción bruta (MWh/año)

8536.93003198 Producción neta (MWh/año)

Calcular

 $8536/1.8 = 4742$ horas equivalentes anuales

VESTAS V112 3000kW

Pérdidas (%):

15

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

16049.231420 Producción bruta (MWh/año)

13641.846707 Producción neta (MWh/año)

Calcular

 $13641/3 = 4547$ horas equivalentes anuales

VESTAS V80 de 2MW

Pérdidas (%): 15

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1700	21	2000
2	0	12	1850	22	2000
3	0	13	2000	23	2000
4	70	14	2000	24	2000
5	160	15	2000	25	2000
6	291	16	2000	26	0
7	475	17	2000	27	0
8	717	18	2000	28	0
9	1015	19	2000	29	0
10	1343	20	2000	30	0

9302.56359324 Producción bruta (MWh/año)

7907.17905426 Producción neta (MWh/año)

Calcular

 $7907/2 = 3953$ horas equivalentes anuales

Masgalán Campo Do Coco

VESTAS V90 1800Kw

Información

Cálculo horas equivalentes

Coordenadas UTM(m): 72641,4723669
 Elevación (m): 984
 Rugosidad (m): 0.07 | Weibull C (m/s): 10.61 | Weibull K (m/s): 2.392

Pérdidas (%): 15

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1769	21	1800
2	0	12	1798	22	1800
3	0	13	1800	23	1800
4	91	14	1800	24	1800
5	200	15	1800	25	1800
6	362	16	1800	26	0
7	588	17	1800	27	0
8	889	18	1800	28	0
9	1255	19	1800	29	0
10	1604	20	1800	30	0

9705.81783304 Producción bruta (MWh/año)
 8249.94515808 Producción neta (MWh/año)

Calcular

 $8249/1,8 = 4582$ horas equivalentes anuales

VESTAS V100 1800kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	1800	21	1800
2	0	12	1800	22	1800
3	13	13	1800	23	1800
4	106	14	1800	24	1800
5	251	15	1800	25	1800
6	500	16	1800	26	0
7	728	17	1800	27	0
8	1084	18	1800	28	0
9	1486	19	1800	29	0
10	1738	20	1800	30	0

10393.9308866 Producción bruta (MWh/año)

8834.84125369 Producción neta (MWh/año)

$$8834/1,8 = 4907 \text{ horas equivalentes anuales}$$

VESTAS V112 3000kW

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	3000	21	3075
2	0	12	3075	22	3075
3	25	13	3075	23	3075
4	135	14	3075	24	3075
5	310	15	3075	25	3075
6	590	16	3075	26	0
7	980	17	3075	27	0
8	1500	18	3075	28	0
9	2200	19	3075	29	0
10	2700	20	3075	30	0

16474.3226684 Producción bruta (MWh/año)

14003.1742681 Producción neta (MWh/año)

$$14003/3 = 4660 \text{ horas equivalentes anuales}$$